Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale" n. 28 del 4 febbraio 2009 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA Roma - Mercoledì, 4 febbraio 2009 SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06-85081

N. 19

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni n. EEN 35/08, EEN 36/08, GOP 57/08, GOP 60/08, VIS 109/08, ARG/elt 174/08, ARG/elt 175/08, ARG/elt 176/08, ARG/elt 177/08, ARG/elt 178/08, ARG/elt 179/08, ARG/elt 182/08, ARG/elt 183/08, ARG/elt 184/08, ARG/elt 185/08, ARG/elt 186/08, ARG/elt 187/08, ARG/elt 196/08, ARG/elt 197/08, ARG/gas 198/08, ARG/com 199/08, ARG/gas 200/08, ARG/elt 201/08, ARG/com 202/08, ARG/elt 203/08, ARG/elt 204/08, ARG/elt 205/08, ARG/elt 206/08.

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 15 dicembre 2008.

Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2009 in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007. (Deliberazione EEN 35/08).

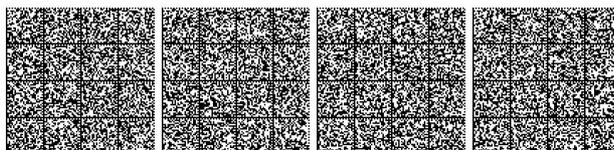
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 15 dicembre 2005

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: d.P.R. n. 445/2000);
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" (di seguito: decreto ministeriale elettrico 20 luglio 2004);
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164" (di seguito: decreto ministeriale gas 20 luglio 2004);
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21 dicembre 2007 di revisione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 (di seguito: decreto ministeriale 21 dicembre 2007);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 103/03);
- la deliberazione dell'Autorità 23 maggio 2006, n. 98/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 344/07 (di seguito: deliberazione n. 344/07);
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115/08 (di seguito: decreto legislativo n. 115/08).

Considerato che:

- l'articolo 3, comma 1, lettera d), del decreto ministeriale elettrico 20 aprile 2004 come modificato dall'articolo 2, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, fissa l'obiettivo quantitativo nazionale di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali a carico dei distributori di energia elettrica nell'anno 2009 pari a 1,8 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (di seguito: tep);
- l'articolo 3, comma 1, lettera d), del decreto ministeriale gas 20 aprile 2004 come modificato dall'articolo 2, comma 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 fissa l'obiettivo quantitativo nazionale di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili a carico dei distributori di gas naturale nell'anno 2009 pari a 1,4 milioni di tep;

- l’articolo 1, commi 1 e 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 stabilisce che, per ciascuno degli anni successivi al 2007 e fino all’emanazione del decreto ministeriale di cui al comma 5 del medesimo articolo, sono soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 i distributori di energia elettrica e i distributori di gas naturale che alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d’obbligo abbiano connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali;
- l’articolo 1, commi 3 e 4, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 specifica la natura giuridica degli obblighi di cui al precedente alinea;
- l’articolo 3, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 prevede che la quota degli obiettivi di cui all’articolo 2 del medesimo decreto, assegnata a ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica, è determinata dal rapporto tra l’energia elettrica distribuita dal medesimo distributore ai clienti finali connessi alla propria rete, e da esso autocertificata, e l’energia elettrica complessivamente distribuita sul territorio nazionale dai soggetti di cui all’articolo 1, comma 1, del medesimo decreto, determinata e comunicata annualmente dall’Autorità, entrambe conteggiate nell’anno precedente all’ultimo trascorso;
- l’articolo 3, comma 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 prevede che la quota degli obiettivi di cui all’articolo 2 del medesimo decreto, assegnata a ciascuna impresa di distribuzione di gas naturale, è determinata dal rapporto tra la quantità di gas naturale distribuita dalla medesima impresa ai clienti finali connessi alla sua rete, e da essa autocertificata, e la quantità di gas naturale distribuita sul territorio nazionale da soggetti di cui all’articolo 1, comma 2, del medesimo decreto, determinata e comunicata annualmente dall’Autorità, entrambe conteggiate nell’anno precedente all’ultimo trascorso ed espresse in GJ;
- l’articolo 7, comma 4, del decreto legislativo n. 115/08 prevede che l’Autorità, tra l’altro, verifica il rispetto delle regole e il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico da parte dei soggetti obbligati ai sensi del comma 1 del medesimo articolo;
- l’articolo 7, comma 2, del decreto legislativo n. 115/08, prevede che nelle more dell’adozione dei provvedimenti di cui al comma 1, nonché di quelli di cui all’articolo 4, comma 3, si applicano i provvedimenti normativi e regolatori emanati in attuazione dell’articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, e dell’articolo 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00;
- con deliberazione n. 344/07 l’Autorità ha richiesto ai distributori di energia elettrica ed ai distributori di gas naturale che abbiano avuto almeno 50.00 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione al 31 dicembre 2007 di trasmettere all’Autorità stessa una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà ai sensi dell’articolo 47 del d.P.R. n. 445/00 recante il numero di clienti connessi alla propria rete di distribuzione alla medesima data e la quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita nell’anno 2007;

- a seguito delle informazioni e dei dati raccolti in applicazione della deliberazione n. 344/07, l'Autorità:
  a. ha identificato i distributori di energia elettrica e di gas naturale che alla data del 31 dicembre 2007 avevano almeno 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione e che sono, dunque, soggetti agli obblighi di risparmio energetico per l'anno 2009;
  b. dispone dei dati relativi all'energia elettrica e al gas naturale distribuiti nell'anno 2007 dai distributori di cui alla precedente lettera a.

Ritenuto che:

- sia necessario determinare la quota degli obiettivi quantitativi nazionali per l'anno 2009 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004, come modificati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, che deve essere conseguita dai singoli distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai medesimi decreti

DELIBERA

1. Di approvare il seguente provvedimento:

***Articolo* 1**
Definizioni

1.1 Ai fini della presente deliberazione si applicano le definizioni di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati ed integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, le definizioni di cui alla deliberazione 28 dicembre 2007, n. 344/07 e, inoltre, la seguente:
- distributori obbligati nell'anno 2009, sono i distributori di energia elettrica o di gas naturale che alla data del 31 dicembre 2007 avevano almeno 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione.

***Articolo* 2**
Comunicazione delle quantità di energia elettrica e di gas naturale complessivamente distribuite sul territorio nazionale nell'anno 2007 dai distributori obbligati nell'anno 2009

2.1 La quantità di energia elettrica complessivamente distribuita sul territorio nazionale nell'anno 2007 dai distributori di energia elettrica obbligati nell'anno 2009 è pari a 270.491 GWh.

2.2 La quantità di gas naturale complessivamente distribuita sul territorio nazionale nell'anno 2007 dai distributori di gas naturale obbligati nell'anno 2009 è pari a 1.091.725.506 GJ.

***Articolo* 3**
Obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei distributori obbligati nell'anno 2009

3.1 Gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei distributori di energia elettrica obbligati nell'anno 2009, arrotondati all'unità con criterio commerciale, sono determinati nella *Tabella A* allegata al presente provvedimento.

3.2 Gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei distributori di gas naturale obbligati nell'anno 2009, arrotondati all'unità con criterio commerciale, sono determinati nella *Tabella B*, allegata al presente provvedimento.

***Articolo* 4**
Disposizioni finali

4.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 15 dicembre 2008

Il presidente: Ortis

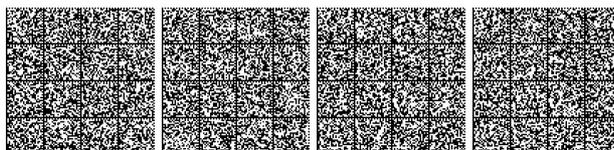



Tabella A – Obiettivi specifici di risparmio di energia primaria per l'anno 2009 a carico dei distributori di energia elettrica obbligati

	tonnellate equivalenti di petrolio (tep)
ACEA Distribuzione S.p.a, Roma	73.335
Acegas-Aps S.p.a, Trieste	5.148
AEM Distribuzione Energia Elettrica S.p.a, Milano	50.229
AEM Torino Distribuzione S.p.a., Torino	21.403
AGSM Verona S.p.a., Verona	9.076
ASM Brescia S.p.a., Brescia	29.120
ASM Terni S.p.a., Terni	2.336
Azienda Energetica S.p.a., Bolzano	6.552
Aziende Industriali Municipali Vicenza Energia S.p.a., Vicenza	3.181
Deval S.p.a., Aosta	3.809
Enel Distribuzione S.p.a., Roma	1.564.025
Enìa S.p.a., Parma	6.099
Hera S.p.a, Bologna	14.959
SET Distribuzione S.p.a., Rovereto (Trento)	10.728

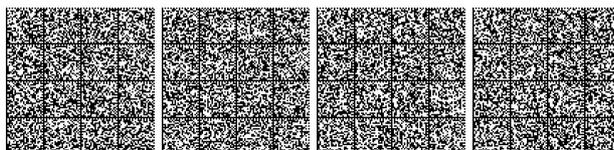
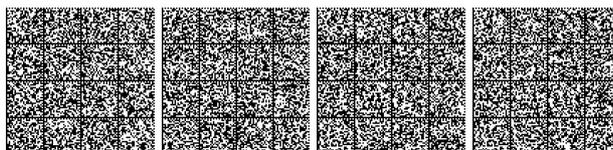



Tabella B – Obiettivi specifici di risparmio di energia primaria per l’anno 2009 a carico dei distributori di gas naturale obbligati

	tonnellate equivalenti di petrolio (tep)
A.G.A.M. Ambiente Gas Acqua Monza S.p.a., Monza	5.496
A.M.GAS S.p.a., Bari	50.213
A.S.A. Azienda Servizi Ambientali S.p.a., Livorno	4.590
ACAM Gas S.p.a., La Spezia	4.974
Acegas-APS S.p.a., Trieste	22.539
ACSM S.p.a., Como	8.638
AEM Distribuzione Gas e Calore S.p.a., Milano	56.058
Aemme Linea Distribuzione S.r.l., Legnano (Milano)	10.092
AGSM Reti Gas S.r.l., Verona	14.048
AIMAG S.p.a., Mirandola (Modena)	13.245
AMG Energia S.p.a., Palermo	3.870
AMGA Azienda Multiservizi S.p.a., Udine	7.959
AMGAS S.p.a., Foggia	2.481
Arcalgas Progetti S.p.a., Milano	24.198
Ascopiave S.p.a., Pieve di Soligo (Treviso)	24.751
ASM Reti S.p.a., Brescia	32.106
Azienda Energia e Servizi Torino S.p.a., Torino	31.284
Aziende Industriali Municipali Vicenza Gas S.p.a., Vicenza	8.141
COINGAS S.p.a., Arezzo	9.619
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas S.p.a., Napoli	26.492
Conscoop, Forlì	2.675
Consiag Reti S.r.l., Prato	15.257
Distribuzione Gas Naturale S.r.l., Pinerolo (Torino)	7.043
E.ON Rete Laghi S.r.l., Verbania	14.297
E.ON Rete Padana S.r.l., Cremona	14.783
Edison D.G. S.p.a., Selvazzano Dentro (Padova)	13.414
Enel Rete Gas S.p.a., Milano	169.513
Enìa S.p.a., Parma	46.506
Erogasmet S.p.a., Roncedelle (Brescia)	7.381
G.E.I. Gestione Energetica Impianti S.p.a., Crema (Cremona)	13.978
Gas Natural Distribuzione Italia S.p.a., Acquaviva delle Fonti (Bari)	5.343
Gas Plus Reti S.r.l., Milano	7.107
Gasdotti Azienda Siciliana S.p.a., Palermo	2.519
Gelsia Reti S.r.l., Seregno (Milano)	5.701
GESAM S.p.a., Lucca	6.567
HERA S.p.a., Bologna	107.834
Intesa S.p.a., Siena	7.460
Iride Acqua Gas S.p.a., Genova	17.433
IRIS Isontina Reti Integrate e Servizi S.p.a., Gorizia	6.703
Italcogim Reti S.p.a., Milano	34.938
Lario Rete Holding S.p.A., Lecco	6.607
Linea Distribuzione S.r.l., Lodi	24.626
Molteni S.p.a., Roncadelle (Brescia)	6.364

Multiservizi S.p.a., Ancona	8.721
Nuovenergie Distribuzione S.r.l., Milano	4.206
Pasubio Group S.r.l., Schio (Vicenza)	6.723
Pescara Distribuzione Gas S.r.l., Pescara	3.507
Prealpi Gas S.r.l., Busto Arsizio (Varese)	6.136
RETI.D.E.A. S.r.l., Alessandria	7.187
S.I.Me. Società Impianti Metano S.p.a., Crema (Cremona)	5.895
S.ME.DI.GAS S.p.a., S. Gregorio di Catania (Catania)	2.994
Salerno Energia Distribuzione S.p.a., Salerno	2.144
SGR Reti S.p.a., Rimini	14.699
Società Irpina Distribuzione Gas S.p.a, Avellino	6.869
Società Italiana per il Gas per Azioni, Torino	330.499
Thuga Mediterranea S.r.l., S. Giuseppe di Comacchio (Ferrara)	9.001
Thuga Orobica S.r.l., Mantova	8.888
Thuga Triveneto S.r.l., Mira (VE)	9.568
Toscana Energia S.p.a., Firenze	49.068
Trentino Servizi S.p.a., Rovereto (Trento)	12.327
Unigas Distribuzione S.r.l., Orio al Serio (Bergamo)	6.728

09A00769

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2008.

Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2009 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007. (Deliberazione EEN 36/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95 (di seguito: legge n. 481/095);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- i decreti ministeriali 24 aprile 2001;
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" (di seguito: decreto ministeriale elettrico 20 luglio 2004);
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164" (di seguito: decreto ministeriale gas 20 luglio 2004);
- il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 recante "Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili" (di seguito: decreto ministeriale 21 dicembre 2007);
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115/08 recante "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE" (di seguito: decreto legislativo n. 115/08);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 luglio 2001, n. 156/01;
- la deliberazione dell'Autorità 11 luglio 2001, n. 157/01;
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: Linee guida);
- la deliberazione dell'Autorità 16 dicembre 2004, n. 219/04 (di seguito: deliberazione n. 219/04);
- la deliberazione dell'Autorità 14 aprile 2005, n. 67/05;
- la deliberazione dell'Autorità 23 maggio 2006, n. 98/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 345/07 (di seguito: deliberazione n. 345/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07;
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2008, EEN 31/08 (di seguito: deliberazione EEN 31/08);
- il documento per la consultazione diffuso dall'Autorità in data 29 ottobre 2008, DCO 32/08, intitolato "Modalità di calcolo del contributo tariffario connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica" (di seguito: documento per la consultazione DCO 32/08);
- il Terzo Rapporto Annuale dell'Autorità sul meccanismo dei titoli di efficienza energetica, pubblicato nel sito internet dell'Autorità in data 9 dicembre 2008;
- le osservazioni e i commenti al documento per la consultazione DCO 32/08 inviati all'Autorità.

Considerato che:

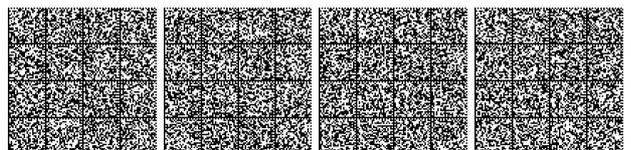
- l'articolo 2, comma 19, lettera c), della legge n. 481/95, prevede che ai fini della determinazione delle tariffe si fa riferimento anche ai costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- la deliberazione n. 219/04, dando attuazione a quanto previsto dall'articolo 9, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, prevede un contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori obbligati per il conseguimento degli obiettivi di risparmio di energia primaria posti a loro carico dai decreti stessi;
- l'articolo 3, comma 2, della deliberazione n. 219/04 prevede che entro il 30 settembre di ogni anno l'Autorità può aggiornare il valore del contributo tariffario unitario di cui al comma 1 del medesimo articolo (di seguito: contributo tariffario unitario);
- l'articolo 6, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, ha abrogato l'articolo 9, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 ed ha previsto che i costi sostenuti dai distributori per la realizzazione dei progetti trovano copertura sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, secondo criteri stabiliti dall'Autorità e che tengono conto degli obiettivi di cui a tale decreto, del prezzo medio delle transazioni dei titoli di efficienza energetica, dell'evoluzione dei prezzi dell'energia, dei risultati conseguiti, delle conoscenze acquisite dall'Autorità sui costi per la realizzazione dei progetti e della necessità di offrire condizioni omogenee per la realizzazione dei progetti a tutti i soggetti di cui all'articolo 8 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004;
- il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 ha incrementato l'obiettivo di risparmio di energia primaria in capo ai distributori obbligati negli anni 2008 e 2009 e fissato nuovi obiettivi per il triennio 2010-2012, ampliando nel contempo le opportunità di risparmio energetico ammissibili all'interno del meccanismo attraverso, ad esempio, l'estensione dell'accesso ai titoli di efficienza energetica di nuovi operatori sul lato offerta del mercato, l'eliminazione del cosiddetto "vincolo del 50%", l'estensione della possibilità di bancare i titoli di efficienza energetica tra il primo periodo di applicazione (2005-2009) ed il secondo (2010-2013), l'introduzione di un meccanismo di ritiro garantito a prezzo predeterminato qualora al termine del secondo periodo di applicazione non sia stato previsto l'ulteriore prolungamento temporale del meccanismo;
- l'articolo 7, comma 3, del decreto legislativo n. 115/08 prevede che, ai fini dell'applicazione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, il risparmio di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale non destinate all'impiego per autotrazione è equiparato al risparmio di gas naturale, estendendo in tal modo, di fatto, il contributo tariffario agli interventi che conseguono tale risparmio e introducendo dunque un ulteriore elemento di ampliamento delle opportunità di risparmio energetico ammissibili all'interno del meccanismo, che si aggiunge a quelle di cui al precedente alinea;
- l'articolo 6, comma 3, del decreto legislativo n. 115/08 prevede la possibilità di cumulo con i certificati bianchi di tutti i contributi comunitari, regionali o locali, diversamente da quanto previsto per altre forme di incentivazione orientate alla promozione dell'efficienza energetica per i quali tale possibilità di cumulo è soggetta ad una misura massima;

- l’articolo 7, comma 2, del decreto legislativo n. 115/08 prevede che nelle more dell’adozione dei provvedimenti di cui al comma 1 dello stesso articolo, nonché dei provvedimenti di cui all’articolo 4, comma 3, del medesimo decreto, si applicano i provvedimenti normativi e regolatori emanati in attuazione dell’articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e dell’articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- l’articolo 7, comma 4, del decreto legislativo n. 115/08 prevede che l’Autorità provvede, tra l’altro, all’individuazione delle modalità con cui i costi sostenuti per la realizzazione dei progetti realizzati secondo le disposizioni del decreto stesso, nell’ambito del meccanismo dei certificati bianchi, trovano copertura nelle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell’energia elettrica e del gas naturale;
- con deliberazione n. 345/07 l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di aggiornamento del contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori obbligati per la realizzazione dei progetti di risparmio energetico a partire dagli obiettivi relativi all’anno 2009;
- l’articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 345/07 ha introdotto in capo ai distributori obbligati un obbligo di registrazione degli accordi bilaterali conclusi ai fini del conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico a partire dall’anno 2007;
- l’articolo 4, comma 5, della deliberazione n. 345/07 ha previsto che, a partire dal 1° aprile 2008, i soggetti ammessi ad operare nel Registro dei titoli di efficienza energetica comunicano al GME, unitamente alle quantità di titoli scambiate attraverso contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio, estendendo tale obbligo a tutte le transazioni bilaterali concluse a partire dalla data di entrata in vigore del provvedimento;
- con la deliberazione EEN 31/08 il termine di cui all’articolo 3, comma 2, della deliberazione n. 219/04 è stato differito al 31 dicembre 2008 limitatamente all’aggiornamento del contributo tariffario unitario da effettuarsi nell’anno 2008, in considerazione della necessità di effettuare approfondimenti in merito agli impatti della disposizione di cui al precedente alinea sul vigente quadro regolatorio del mercato dei titoli di efficienza ed al fine di rendere disponibili eventuali documenti per la consultazione contenenti proposte in materia di aggiornamento del contributo tariffario;
- con il documento per la consultazione DCO 32/08 l’Autorità ha avanzato proposte in merito alle modalità di aggiornamento del contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori obbligati per la realizzazione dei progetti di risparmio energetico a partire dagli obiettivi relativi all’anno 2009, tenuto conto dei criteri indicati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e delle informazioni e dei dati disponibili, esposti e commentati nel documento stesso, ed ha comunicato le modalità con le quali intende dare attuazione a quanto disposto dall’articolo 7, comma 3, del decreto legislativo n. 115/08;
- in particolare, nell’ambito del documento per la consultazione di cui al precedente alinea l’Autorità:
  a) ha confermato l’intenzione di adeguare la deliberazione n. 219/04 al disposto dell’articolo 7, comma 3, del decreto legislativo n. 115/08 indipendentemente dalla data di certificazione dei risparmi energetici ammissibili all’erogazione del contributo tariffario;

b) ha proposto un algoritmo per la determinazione della variazione percentuale da apportare annualmente al contributo tariffario unitario, basato su una combinazione opportunamente pesata dei seguenti fattori (di seguito: approccio I):
    i) la differenza percentuale tra il contributo tariffario unitario riconosciuto e il prezzo medio ponderato registrato su tutti gli scambi di titoli di efficienza energetica, entrambi valutati nell'anno precedente a quello in corso (di seguito: fattore X);
    ii) la variazione percentuale registrata nel prezzo medio ponderato di tutte le transazioni di titoli di efficienza energetica (di seguito: fattore P) tra i due anni d'obbligo precedenti quello in corso;
    iii) la variazione percentuale registrata nel prezzo dell'energia (di seguito: fattore E) tra i due anni solari precedenti quello in corso;
    iv) la variazione percentuale nel prezzo medio previsto dei titoli di efficienza energetica in base agli accordi registrati (di seguito: fattore B) tra l'anno d'obbligo in corso e quello precedente;

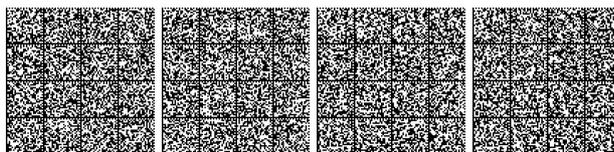
- la proposta di cui al precedente alinea è stata formulata avendo cura di utilizzare solo valori completamente noti al momento dell'aggiornamento del contributo tariffario unitario, dando in tal modo priorità alla certezza degli operatori circa i dati di riferimento rispetto ad una maggiore rispondenza dei valori utilizzati per l'aggiornamento a quanto avvenuto più recentemente sui mercati;
- in alternativa all'algoritmo di cui sopra, nel documento di consultazione DCO 32/08 l'Autorità ha proposto due algoritmi alternativi, di cui uno (denominato approccio II) utilizzerebbe dati più aggiornati ma parziali limitatamente al calcolo della variazione percentuale del prezzo medio di scambio dei titoli di efficienza energetica previsto in base agli accordi registrati e del peso da attribuire a tale fattore, e l'altro (denominato approccio III) utilizzerebbe dati più aggiornati ma parziali anche per il calcolo della variazione percentuale del prezzo dell'energia e del peso da attribuire a tale fattore;
- nel documento di consultazione DCO 32/08 l'Autorità ha infine proposto di limitare in valore assoluto la variazione che può essere apportata ogni anno al contributo tariffario unitario in applicazione delle modalità di aggiornamento proposte, al fine di evitare che questa possa risultare inferiore al 5% o superiore al 30% del valore applicato l'anno precedente (di seguito: fascia di tolleranza);
- dall'esame delle osservazioni e dei commenti al documento per la consultazione 32/08 inviati all'Autorità sono emerse le seguenti considerazioni generali:
    a) la maggior parte degli operatori condivide la necessità di individuare una formula di aggiornamento del contributo tariffario, ma ritiene il momento attuale di transizione poco opportuno per un suo aggiornamento, e propone di conseguenza di posticiparne la definizione e di confermare il contributo tariffario unitario di 100 €/tep anche per l'anno d'obbligo 2009;
    b) diversamente, un operatore ritiene totalmente condivisibile l'approccio proposto dall'Autorità e un'associazione di categoria condivide in linea generale i criteri proposti dall'Autorità, ma evidenzia la difficoltà di prevederne pienamente gli effetti futuri proponendo, pertanto, di applicare la formula proposta in via sperimentale per un anno;

c) tra gli operatori favorevoli all'adozione di una formula per l'aggiornamento del contributo tariffario, due sottolineano che, qualora tale formula non risulti in grado di cogliere la reale dinamica dei costi di ottenimento dei titoli di efficienza energetica, è invece preferibile continuare con una valutazione annuale condotta dall'Autorità come avvenuto sino ad oggi;
d) un operatore e un'associazione di categoria sottolineano i rischi che l'adozione di una formula di aggiornamento quale quella proposta dall'Autorità comporterebbe soprattutto per i nuovi distributori obbligati, in considerazione del fatto che questi ultimi non hanno beneficiato dei possibili extra-profitti originati in alcuni casi dal sistema negli anni passati, e della maggiore incidenza dei costi indiretti per il rispetto degli obblighi di risparmio energetico da parte di tali operatori;
e) tra gli operatori che propongono di posticipare l'adozione di una formula di aggiornamento, alcuni rilevano la necessità di dare priorità ad altri interventi di portata più generale, che possono contribuire a consolidare il meccanismo e dare stabilità al mercato dei titoli di efficienza energetica (di seguito anche TEE), tra i quali vengono menzionati: la riduzione dei tempi di approvazione dei progetti, un ulteriore snellimento delle procedure di valutazione ed emissione dei TEE, l'adozione di nuove schede tecniche ed una maggiore agevolazione e valorizzazione dei progetti a consuntivo;
f) gli operatori che ritengono che l'adozione di una formula di aggiornamento del contributo tariffario unitario vada posticipata osservano, in particolare, che le modificazioni recentemente introdotte nella normativa e nella regolazione porteranno ad un incremento dei costi unitari per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico e disegnano un quadro generale molto diverso rispetto a quello degli anni passati ed ancora caratterizzato da elementi di incertezza;
g) le medesime ragioni riportate alla precedente lettera conducono molti operatori a ritenere inopportuna l'adozione di un approccio "storico" di aggiornamento del contributo tariffario, basato cioè sull'utilizzo di dati riferiti al passato, rispetto all'adozione di un approccio prospettico, che utilizzi cioè dati aggiornati benché non stimati;

- dall'esame delle osservazioni e dei commenti al documento per la consultazione DCO 32/08 inviati all'Autorità sono inoltre emerse numerose osservazioni puntuali sull'approccio proposto e, in particolare:
  a) alcuni operatori e associazioni di categoria ritengono che la formula non tenga conto di tutti i fattori indicati nell'articolo 6, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 trascurando, in particolare, i costi effettivamente sostenuti, che devono includere anche quelli indiretti (amministrativi, finanziari e connessi al mancato ricavo per contrazione dei volumi distribuiti), ma non forniscono ulteriori elementi informativi circa tali costi, né manifestano accordo circa il tipo di approccio che dovrebbe essere seguito per la loro analisi, ai fini dell'inclusione tra i parametri da considerare per l'aggiornamento del contributo tariffario;
  b) un operatore ritiene che i prezzi di scambio dei titoli di efficienza energetica debbano essere conteggiati al lordo dell'IVA;

c) alcuni operatori hanno rilevato che a fronte di contratti pluriennali di scambio dei titoli di efficienza energetica che prevedono, in maggioranza, prezzi unitari definiti “a sconto” sul valore del contributo tariffario unitario riconosciuto, l’approccio proposto dall’Autorità genererebbe il rischio di effetti di retroazione tali da portare ad un abbassamento progressivo del contributo;
d) altri operatori hanno rilevato che le proposte avanzate dall’Autorità darebbero eccessiva rilevanza ai prezzi storici di scambio dei titoli di efficienza energetica e attribuirebbero un peso eccessivo alle variazioni del prezzo dell’energia, ritenuto da alcuni operatori poco o per nulla significativo;
e) un operatore rileva che l’approccio proposto dall’Autorità non sarebbe in grado di reagire in tempo utile ed in misura adeguata alle rapide variazioni delle condizioni di mercato, comportando il rischio di squilibri finanziari per i soggetti obbligati, e auspica uno spostamento dei pesi previsti nell’algoritmo proposto a favore dei prezzi di scambio previsti rispetto ai prezzi di scambio registrati;

- relativamente alla fascia di tolleranza proposta nel documento per la consultazione DCO 32/08, gli operatori hanno espresso opinioni diversificate, taluni esprimendo condivisione della proposta, altri esprimendo parere contrario in considerazione del fatto che i prezzi di scambio non sono soggetti ad alcuna soglia, altri ancora proponendo di abbassare il valore massimo di tale fascia dal 30% al 15%;
- tra gli operatori che, ferme restando le osservazioni di carattere generale riportate nei precedenti alinea, hanno espresso osservazioni puntuali in relazione agli approcci alternativi proposti dall’Autorità (approccio II e III), alcuni hanno manifestato preferenza per un approccio che consideri parametri quanto più possibile aggiornati ma non stimati, un operatore ha espresso parere favorevole all’approccio II, mentre due operatori hanno dichiarato una preferenza per un approccio che dia priorità alla certezza dei dati di riferimento utilizzati;
- un numero limitato di operatori ha avanzato anche proposte alternative, ma di natura preliminare, di algoritmi di aggiornamento del contributo tariffario;
- in base alle osservazioni ed ai commenti pervenuti, l’Autorità ha considerato la possibilità di apportare correzioni e modifiche agli algoritmi proposti, valutando algoritmi alternativi alla luce dei dati e delle informazioni oggi disponibili;
- tra il periodo ottobre 2006 - settembre 2007 e il periodo ottobre 2007 - settembre 2008 i prezzi dell’energia per i clienti finali domestici sono cresciuti in media dell’11,08% in ragione degli andamenti dei seguenti tre indici:
  a) valore medio della tariffa monoraria D2 dell’energia elettrica venduta ai clienti domestici in regime di maggior tutela con un consumo annuo di 2.700 kWh e una potenza impegnata di 3 kW, al lordo delle imposte, che è passato da 15,56 c€/kWh a 16,88 c€/kWh;
  b) valore medio del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo con un consumo annuale di 1.400 m^3, al lordo delle imposte, che è passato da 67,79 c€/m^3 a 71,25 m^3;
  c) valore medio del prezzo del gasolio per autotrazione, al lordo delle imposte, che è passato da 108,915 c€/litro a 130,336 c€/litro.

Ritenuto opportuno:

- procedere alla definizione di una formula per l'aggiornamento del contributo tariffario unitario da applicarsi a partire dall'anno d'obbligo 2009 e fino al termine dell'attuale periodo di applicazione degli obblighi previsti dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 (di seguito: formula di aggiornamento), al fine di dare maggiore certezza agli operatori del mercato dei titoli di efficienza energetica;
- definire la formula di aggiornamento del contributo tariffario unitario di cui al precedente alinea:
  a) sulla base delle valutazioni riportate nel documento per la consultazione DCO 32/08 in merito alla disponibilità di dati ed informazioni relative ai fattori individuati dall'articolo 6, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007;
  b) accogliendo quanto rilevato da taluni operatori in merito al possibile rischio di retroazione che sarebbe generato sugli scambi dei titoli di efficienza energetica dall'utilizzo del fattore X nella formula di aggiornamento, con particolare riferimento al breve periodo e in ragione dei meccanismi di formazione del prezzo di scambio dei titoli ad oggi prevalenti, eliminando pertanto tale fattore dalla formula di aggiornamento;
  c) accogliendo la richiesta della maggior parte degli operatori di preferire l'adozione di valori quanto più possibile aggiornati, ma non stimati, per la valutazione dei fattori considerati nella formula di aggiornamento;
  d) accogliendo l'opinione espressa dalla maggioranza degli operatori in merito all'opportunità di non prevedere una fascia di tolleranza per la determinazione della variazione percentuale da applicare al valore del contributo tariffario unitario;
  e) accogliendo le osservazioni espresse dalla maggioranza degli operatori in merito alla possibile scarsa rappresentatività dei prezzi di scambio dei titoli di efficienza energetica fino ad oggi registrati o contrattualizzati ai fini della valutazione del costo medio effettivamente sostenuto per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico stabiliti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni, in ragione delle recenti evoluzioni del quadro di riferimento normativo e regolatorio;
  f) confermando la rilevanza del fattore E per la definizione del contributo tariffario unitario, in considerazione sia della rilevanza del prezzo dell'energia nel guidare le scelte di investimento in interventi di risparmio energetico, sia della natura esogena di tale fattore rispetto al meccanismo dei titoli di efficienza energetica, che lo rende non condizionabile da eventuali distorsioni di tale mercato;
- estendere, a partire dall'anno d'obbligo 2008, il contributo tariffario unitario ai titoli di efficienza energetica di tipo III, indipendentemente dalla loro data di emissione e fatta eccezione per i risparmi di energia primaria conseguiti attraverso interventi sugli usi per autotrazione;
- rimandare a successivo provvedimento l'adeguamento della regolazione vigente al disposto del presente provvedimento, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e del decreto legislativo n. 115/08, fatti salvi i diritti acquisiti

DELIBERA

1. di definire “periodo di riferimento” di un anno, i dodici mesi che precedono il mese di ottobre dello stesso anno;
2. di definire “anno d’obbligo” ciascuno degli anni indicati alle lettere d), e), f), g) e h) dell’articolo 2, commi 1, 2, 3 e 4 del decreto ministeriale 21 dicembre 2007;
3. di determinare, per ogni anno d’obbligo successivo al 2008, l’entità del contributo tariffario unitario *C(t+1)*, di cui all’articolo 3, comma 1 della delibera n. 219/04, in base alla seguente formula di aggiornamento:

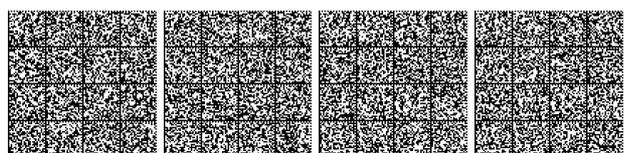
$$C(t+1) = C(t) \cdot (100 - E)/100$$

dove:
- *t+1* è uno degli anni d’obbligo;
- *t* è l’anno precedente a *t+1*, nel corso del quale viene assunto il provvedimento di aggiornamento di cui all’articolo 3, comma 2 della delibera n.219/04;
- *C(t)* è il valore del contributo tariffario unitario in vigore per l’anno *t*;
- *E* è la media aritmetica degli incrementi percentuali registrati dai clienti finali domestici per i seguenti tre indici valutati tra il periodo di riferimento dell’anno *t-1* e dell’anno *t* e arrotondati con criterio commerciale a due cifre decimali:
  - valore medio della tariffa monoraria D2 dell’energia elettrica venduta ai clienti domestici in regime di maggior tutela con un consumo annuo di 2700 kWh e una potenza impegnata di 3 kW, al lordo delle imposte, in base ai dati resi noti trimestralmente dall’Autorità;
  - valore medio del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo con un consumo annuale di 1.400 m^3, al lordo delle imposte, in base ai dati resi noti trimestralmente dall’Autorità;
  - valore medio del prezzo del gasolio per autotrazione, al lordo delle imposte, in base ai dati resi noti mensilmente dal Ministero per lo Sviluppo Economico.

4. di fissare conseguentemente il contributo tariffario unitario previsto all’articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 219/04 con riferimento al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l’anno 2009 pari a 88,92 €/tonnellata equivalente di petrolio;
5. di estendere, a partire dall’anno d’obbligo 2008, il contributo tariffario unitario ai titoli di efficienza energetica di tipo III, indipendentemente dalla loro data di emissione, ad accezione dei risparmi di energia primaria conseguiti attraverso interventi sugli usi energetici per autotrazione;
6. di posticipare al 30 novembre di ogni anno la scadenza indicata all’articolo 3, comma 2 della delibera n. 219/04;
7. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 29 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

09A00770

DELIBERAZIONE 11 dicembre 2008.

Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. (Deliberazione GOP 57/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 11 dicembre 2008

Visti:

- l'art. 97 della Costituzione, nella parte in cui sancisce il principio generale del buon andamento e dell'imparzialità dell'azione amministrativa;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 recante "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità";
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 28 dicembre 2004, n. 245/04, come successivamente modificata ed integrata, recante il Regolamento di contabilità dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la deliberazione dell'Autorità 20 ottobre 2004, n. 182/04, recante "Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas";
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 327/06, recante "Revisione del Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas".

Ritenuto opportuno:

- nell'ambito dell'autonomia regolamentare ed organizzativa dell'Autorità, adeguare la disciplina di organizzazione e funzionamento dell'Autorità a nuove esigenze emerse, al fine di garantire, in generale, la migliore organizzazione possibile delle attività dell'Autorità e specificamente per consentire la più adeguata ed ordinata preparazione delle riunioni di Autorità ed il loro svolgimento

DELIBERA

1. di approvare il "Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas", allegato alla presente deliberazione, di cui costituisce parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di abrogare le deliberazioni dell'Autorità 20 ottobre 2004, n. 182/04 e 28 dicembre 2006, n. 327/06;
3. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 11 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

REGOLAMENTO DI ORGANIZZAZIONE E FUNZIONAMENTO DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Articolo 1
Definizioni

1.1 Nel presente Regolamento:

a. con il termine "legge n. 481/95" si fa riferimento alla legge 14 novembre 1995, n. 481;
b. con il termine "Autorità" si fa riferimento all'organo collegiale composto dal Presidente e dagli altri componenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
c. con il termine "Componente" si fa riferimento al Presidente o agli altri membri dell'Autorità, effettivamente immessi nell'esercizio delle funzioni, a seguito del perfezionamento del procedimento di nomina, e per l'intera durata di effettiva preposizione all'ufficio;
d. con il termine "Segretariato generale" si fa riferimento al Segretario Generale, nonché al personale e alle unità organizzative che allo stesso riportano direttamente;
e. con il termine "Direzione generale" si fa riferimento al Direttore Generale, nonché al personale e alle unità organizzative che allo stesso riportano direttamente;
f. con il termine "Struttura" sono intesi il complesso delle Direzioni e le relative Unità, dipendenti dal Direttore Generale.

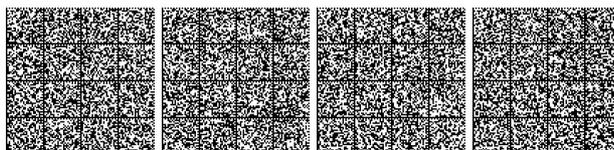
Titolo I

L'AUTORITÀ

Articolo 2
Assunzione delle funzioni, dimissioni e sostituzione dei Componenti

2.1 I Componenti nella prima riunione alla quale partecipano dichiarano formalmente, sotto la propria responsabilità, di non versare in alcuna delle situazioni d'incompatibilità, di cui all'articolo 2, comma 8, della legge n. 481/95.

2.2 Ove risulti che un Componente versi in una delle situazioni di incompatibilità di cui all'articolo 2, comma 8, della legge n. 481/95, l'Autorità, esperiti gli opportuni accertamenti e sentito l'interessato, stabilisce un termine non superiore a venti giorni entro il quale egli può esercitare l'opzione. Trascorso tale termine, ove non sia cessata la causa d'incompatibilità ovvero l'interessato non abbia presentato le proprie dimissioni, il Presidente, o chi ne fa le veci, provvede a dare comunicazione al Presidente del Consiglio dei Ministri per i provvedimenti di competenza.

2.3 Al di fuori dell'ipotesi prevista al comma precedente, le dimissioni sono presentate all'Autorità, la quale, sentito l'interessato, formula le proprie osservazioni. Il Presidente, o chi ne fa le veci, informa il Presidente del Consiglio dei Ministri per i provvedimenti di competenza. Le dimissioni hanno effetto dalla data della loro accettazione.

2.4 Alle deliberazioni di cui ai commi precedenti non partecipa l'interessato.

2.5 In caso di cessazione di un Componente dalla carica per cause diverse da quelle di cui ai precedenti commi del presente articolo, il Presidente, o chi ne fa le veci, ne dà notizia al Presidente del Consiglio dei Ministri ai fini della sostituzione.

Articolo 3
Il Presidente

3.1 Il Presidente rappresenta l'Autorità; ne convoca le riunioni, stabilisce l'ordine del giorno e ne dirige i lavori; vigila sull'attuazione delle deliberazioni e sull'andamento complessivo del Segretariato Generale, della Direzione Generale e della Struttura.

3.2 In caso di assenza o impedimento del Presidente, le sue funzioni sono assunte temporaneamente dal Componente con maggiore anzianità nell'ufficio o, in caso di pari anzianità, dal più anziano per età.

Articolo 4
Convocazione e ordine del giorno

4.1 L'Autorità si riunisce di norma nella sua sede o negli Uffici di cui all'art. 18. In caso di riunione in altra sede, o con le modalità di cui all'art. 5 comma 2, viene data indicazione nell'atto di convocazione.

4.2 Le riunioni dell'Autorità sono, di norma, settimanali. Le convocazioni sono comunicate non oltre ventiquattro ore precedenti la riunione, salvo motivate ragioni d'urgenza. Ciascun Componente ha facoltà di chiedere al Presidente l'iscrizione di un argomento all'ordine del giorno; può, altresì, chiedere motivatamente la convocazione dell'Autorità, specificando gli argomenti da inserire nell'ordine del giorno. Quando la richiesta proviene dalla maggioranza dei Componenti, l'argomento è iscritto all'ordine del giorno e il Presidente provvede a convocare l'adunanza.

4.3 La documentazione completa relativa agli argomenti posti all'ordine del giorno è trasmessa contestualmente alla convocazione. Tale documentazione può essere eccezionalmente integrata entro le ventiquattro ore precedenti la riunione e, con il voto favorevole della maggioranza dei Componenti, nel corso della riunione.

4.4 Nel corso della riunione può darsi luogo alla variazione dell'ordine del giorno con il voto unanime dei Componenti.

Articolo 5
Riunioni dell'Autorità

5.1 La riunione dell'Autorità è valida quando vi partecipa la maggioranza dei Componenti.

5.2 La partecipazione alla riunione può avvenire anche attraverso strumenti tele-informatici in grado di assicurare la più adeguata interlocuzione fra i partecipanti.

5.3 I Componenti che non possono partecipare alla riunione ne informano tempestivamente il Presidente.

5.4 Il Segretario Generale e il Direttore Generale assistono, di norma, alla riunione dell'Autorità, senza diritto di voto.

5.5 Svolge le funzioni di Segretario verbalizzante il Segretario Generale o un dirigente o un funzionario designato dall'Autorità.

5.6 L'Autorità può disporre che alla riunione partecipino solo i Componenti. In tali casi la redazione del verbale è curata dal Componente con minore anzianità nell'ufficio o, in caso di pari anzianità, dal più giovane d'età.

5.7 L'Autorità può disporre che, a titolo informativo, partecipino alla riunione personale, consulenti od esperti.

Articolo 6
Deliberazioni dell'Autorità

6.1 Le deliberazioni dell'Autorità sono adottate col voto favorevole della maggioranza dei Componenti.

6.2 Il voto è palese.

6.3 Le deliberazioni, siglate in ogni foglio dal Segretario verbalizzante, sono sottoscritte da quest'ultimo e dal Presidente.

6.4 La pubblicità delle deliberazioni a carattere generale è assicurata attraverso la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, sul bollettino di cui all'articolo 2, comma 26, della legge n. 481/95 e sul sito internet dell'Autorità.

Articolo 7
Verbali delle riunioni

7.1 Il verbale della riunione, se non già approvato al termine della riunione stessa, è trasmesso a cura del Segretario Generale o del Segretario verbalizzante al Presidente e ai Componenti almeno il giorno precedente la successiva riunione ed è approvato nel corso di questa.

7.2 I verbali delle riunioni, siglati in ogni pagina dal Segretario verbalizzante e sottoscritti dal Presidente, sono raccolti e conservati dal Segretario Generale.

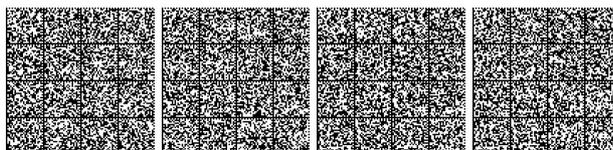
Titolo II

ORGANIZZAZIONE

Articolo 8
Separazione delle funzioni di indirizzo e controllo dalle funzioni di gestione

8.1 Salva la competenza ad adottare gli atti previsti dalla legge e dai regolamenti, spettano all'Autorità le funzioni di indirizzo e di controllo dell'attività della Struttura. Per l'esercizio di queste ultime funzioni l'Autorità può avvalersi del supporto del Segretariato generale.

8.2 L'attuazione degli indirizzi e la gestione competono al Direttore Generale, attraverso il coordinamento operativo della Struttura.

8.3 L'Autorità, periodicamente e comunque con cadenza annuale, stabilisce gli obiettivi, le priorità, e i programmi di attività da attuare, ed emana conseguenti direttive per la loro attuazione e gestione.

Articolo 9
Funzioni del Segretario Generale

9.1 Il Segretario Generale è nominato, con deliberazione, dall'Autorità con un incarico di durata non superiore a sette anni. L'incarico può essere revocato, con deliberazione, ove venga meno il rapporto fiduciario tra l'Autorità e il Segretario Generale.

9.2 Il Segretario Generale coadiuva il Presidente e gli altri Componenti dell'Autorità nella pianificazione, sviluppo e controllo delle attività svolte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, fornisce supporto consultivo e propulsivo, coordina l'assistenza organizzativa alla stessa Autorità.

9.3 A tal fine il Segretario Generale:

a. promuove e coordina il monitoraggio della formazione di norme e provvedimenti nonché degli atti o attività o indirizzi di Parlamento e Governo, Istituzioni ed Organismi comunitari ed internazionali, Organizzazioni sindacali o associazioni di operatori e consumatori, anche al fine di proporre all'Autorità iniziative e priorità;

b. supporta l'Autorità nella pianificazione, programmazione e sviluppo della attività, nonché nella verifica dell'attuazione dei piani strategici, ai fini dell'espletamento dei compiti generali affidati all'Autorità, anche con riferimento al medio-lungo termine;

c. assiste il Presidente per la definizione dell'ordine del giorno e la convocazione delle riunioni di Autorità;

d. assicura la preparazione, l'organizzazione e, di norma, la verbalizzazione delle riunioni di Autorità;

e. assiste il Presidente per la vigilanza sull'attuazione di normative, regolamenti, deliberazioni e atti di organizzazione interni dell'Autorità, nonché sull'andamento complessivo della Struttura;

f. assiste, assicurando anche supporto di segreteria, il Presidente, gli altri Componenti dell'Autorità, il Collegio dei Revisori o Comitati o Gruppi di lavoro o Commissioni eventualmente istituite dall'Autorità e direttamente riferenti al Presidente o all'Autorità;

g. assicura il coordinamento dei collaboratori, dei consiglieri e dei consulenti destinati a supporto dell'Autorità, il funzionamento delle unità organizzative dipendenti e adotta, con poteri di spesa, gli atti e i provvedimenti amministrativi necessari allo svolgimento dei suoi compiti.

h. esercita le altre funzioni previste dal presente regolamento o che gli siano conferite dall'Autorità.

In caso di assenza o impedimento del Segretario Generale, se necessario, si provvede con modalità stabilite dall'Autorità.

Articolo 10
Funzioni del Direttore Generale

10.1 Il Direttore Generale è nominato, con deliberazione, dall'Autorità con un incarico di durata non superiore a sette anni. L'incarico può essere revocato, con deliberazione, ove venga meno il rapporto fiduciario tra l'Autorità e il Direttore Generale.

10.2 Il Direttore Generale dirige la Struttura, coordinando e controllando l'attività dei dirigenti, anche con potere di sostituzione in caso di inerzia, al fine di assicurare il buon funzionamento della Struttura stessa, e ne risponde all'Autorità.

10.3 Il Direttore Generale, inoltre:

a. vigila affinché le attività della Struttura, le attività istruttorie e la conduzione dei procedimenti siano svolte secondo gli indirizzi ed i criteri generali stabiliti dall'Autorità;

b. cura l'esecuzione delle deliberazioni dell'Autorità;

c. vigila sul rispetto del Regolamento del personale e ordinamento delle carriere, coordina il processo di implementazione e gestione del sistema di valutazione delle prestazioni; rappresenta l'Autorità nei rapporti con le Organizzazioni sindacali; fornisce al Segretario Generale gli elementi per la vigilanza sull'andamento complessivo della Struttura, ai fini dell'art. 9, comma 3, punto e.

d. provvede alla presentazione degli schemi di bilancio di previsione e di bilancio consuntivo; provvede altresì, alla gestione dell'amministrazione secondo i criteri e i limiti fissati nel regolamento di contabilità e nelle deliberazioni dell'Autorità;

e. assume, nei limiti indicati dall'Autorità, la rappresentanza della stessa anche in giudizio;

f. gestisce il processo di programmazione annuale delle attività e il controllo di gestione;

g. esercita le altre funzioni previste dal presente regolamento o che gli siano conferite dall'Autorità.

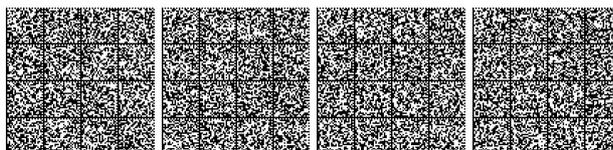
10.4 Alla sostituzione del Direttore Generale in caso di assenza o impedimento, si provvede con modalità stabilite dall'Autorità.

Articolo 11
Assetto organizzativo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

11.1 L'assetto organizzativo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas è articolato in Direzioni e Unità.

11.2 Ciascuna Direzione costituisce l'unità organizzativa di primo livello, responsabile per i procedimenti e le attività di competenza.

11.3 Le Direzioni sono:

a. Comunicazione ed Eventi
b. Consumatori e Qualità del Servizio
c. Legislativo e Legale
d. Mercati
e. Personale, Amministrazione e Finanza
f. Strategie, Studi e Documentazione
g. Tariffe
h. Vigilanza e Controllo

11.4 La Direzione Comunicazione ed Eventi è alle dirette dipendenze del Segretario Generale, riferendo al Presidente; le altre Direzioni sono alle dipendenze del Direttore Generale.

11.5 All'interno del Segretariato generale, della Direzione generale e di ciascuna Direzione sono istituite, con deliberazione dell'Autorità, unità organizzative di secondo livello denominate Unità. Con lo stesso procedimento si provvede alla modifica delle stesse.

11.6 I Responsabili delle Direzioni sono nominati con deliberazione dell'Autorità, di norma su proposta del Direttore Generale. I Responsabili delle Unità di cui al comma 5 sono nominati dal Direttore Generale, su proposta, di norma, dei rispettivi Responsabili di Direzione e previo parere favorevole dell'Autorità.

11.7 Possono essere istituiti Consiglieri interni con compiti di assistenza all'Autorità per l'espletamento delle funzioni di competenza.

11.8 I datori di lavoro, nominati ai sensi del decreto legislativo 626/94, sono individuati tra i soggetti aventi funzioni dirigenziali.

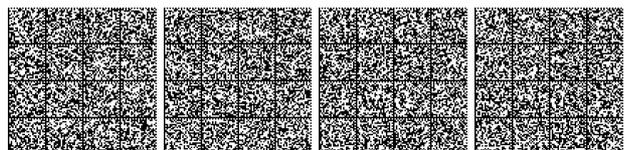
Articolo 12
Missioni delle Direzioni

12.1 Salvi gli ulteriori compiti che potranno essere attribuiti dall'Autorità alle Direzioni e il supporto, nelle materie di propria competenza, all'attività consultiva e di segnalazione dell'Autorità al Governo, comune a tutte le Direzioni, la missione specifica di ogni Direzione è riportata nel seguito:

a. *Comunicazione ed Eventi.* Gestisce le relazioni con i media assistendo il Presidente e l'Autorità nei rapporti con testate nazionali ed estere. Gestisce la comunicazione esterna e la pubblicizzazione dei provvedimenti e delle attività dell'Autorità, utilizzando i mezzi di comunicazione più idonei, con il supporto informativo delle altre Unità organizzative. Gestisce la comunicazione interna dell'Autorità garantendo la circolazione delle informazioni. Cura e coordina iniziative a sostegno dell'immagine dell'Autorità. Cura l'organizzazione di eventi, manifestazioni, seminari nazionali ed internazionali e l'attività di cerimoniale dell'Autorità.

b. *Consumatori e Qualità del Servizio*. Svolge gli adempimenti connessi con le attività di regolazione e sorveglianza relative alla tutela dei consumatori e alla qualità dei servizi erogati ai clienti. Svolge gli adempimenti connessi alla promozione degli usi efficienti dell'energia. Provvede agli adempimenti a seguito di reclami e istanze. Cura i rapporti con le Associazioni dei consumatori e degli utenti maggiormente rappresentative.

c. *Legislativo e Legale*. Gestisce i processi legali, in termini di assistenza alla Struttura nelle attività istruttorie, consulenza generale e specifica nei settori di riferimento, gestione del contenzioso e della funzione giustiziale assegnata all'Autorità.

d. *Mercati*. Svolge gli adempimenti connessi con le attività di regolazione, di verifica, di promozione della concorrenza e di sorveglianza dei mercati con riferimento ai servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas. Cura le istruttorie per la valutazione dei reclami e le istanze relative all'accesso e uso delle reti e loro infrastrutture.

e. *Personale, Amministrazione e Finanza*. Cura i processi di acquisizione, gestione e sviluppo delle risorse umane, assicura la gestione della contabilità generale e delle risorse finanziarie, l'approvvigionamento di beni, servizi e lavori, nonché la conservazione e valorizzazione del patrimonio. Assicura l'attuazione e la vigilanza sulle norme in materia di sicurezza e salute del personale sul luogo di lavoro.

f. *Strategie, Studi e Documentazione*. Realizza studi, ricerche ed analisi di carattere economico, tecnico e normativo sulle materie di competenza dell'Autorità ed a supporto dell'attività delle Direzioni; valuta l'impatto regolatorio delle delibere e della normativa.

g. *Tariffe*. Svolge gli adempimenti finalizzati a garantire un efficiente e coordinato svolgimento dei servizi tariffati riguardanti l'energia elettrica e il gas e una corretta allocazione dei costi, nonché alla definizione, all'applicazione, all'aggiornamento periodico, al controllo delle tariffe, il cui gettito assicura la copertura dei costi medesimi.

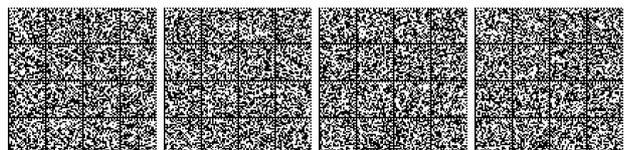
h. *Vigilanza e Controllo*. Gestisce e sviluppa attività di controllo e ispezioni riguardanti impianti, processi, servizi ed operatori del settore elettrico e del gas al fine di verificare la corretta applicazione della normativa vigente, segnalando eventuali violazioni o necessità di integrazione della normativa.

Articolo 13
Responsabili di Direzione

13.1 I Responsabili di Direzione assicurano il funzionamento della Direzione cui sono preposti. La responsabilità di Direzione comporta l'esercizio di funzioni dirigenziali.

13.2 E' attribuita, di norma, ai Responsabili di Direzione l'adozione degli atti e dei provvedimenti amministrativi, diversi da quelli riservati all'Autorità, al Segretario Generale e al Direttore Generale, nonché la gestione tecnica e amministrativa mediante poteri di spesa, di organizzazione del personale e delle risorse strumentali. Nell'esercizio di tali competenze i Responsabili di Direzione rispettano gli indirizzi espressi dall'Autorità, conformandosi agli obiettivi, alle priorità, ai piani, ai programmi, alle direttive generali e al budget assegnato, come determinati dall'Autorità o dal Direttore Generale.

13.3 I Responsabili di cui al comma 1:

a. sono responsabili, per quanto di competenza, dei risultati della gestione, sulla base del budget assegnato;
b. assumono direttamente o assegnano la responsabilità di ciascun procedimento e adottano gli atti e i provvedimenti ad essi delegati dal Direttore Generale;
c. organizzano e coordinano il lavoro della struttura cui sono preposti distribuendo i compiti alle Unità di competenza e, per esigenze particolari, al personale;
d. assicurano che le attività della Direzione siano conformi agli indirizzi espressi dall'Autorità;
e. formulano proposte al Direttore Generale per le deliberazioni dell'Autorità e per le determinazioni del Direttore Generale e predispongono relazioni tecniche, documenti per la consultazione, studi, memorie e segnalazioni;
f. partecipano alla valutazione del personale secondo le procedure e i criteri stabiliti dal Regolamento del personale e ordinamento delle carriere.

13.4 In occasione dell'elaborazione e della definizione del programma di attività dell'Autorità, il Segretario Generale e i Direttori presentano al Direttore Generale un rendiconto delle attività portate a termine o svolte nell'anno precedente, con evidenza dell'utilizzo del personale loro assegnato nei diversi compiti, e formulano proposte e previsioni concernenti:

a. gli obiettivi da conseguire, le attività da svolgere nel corso dell'anno di riferimento e i risultati attesi o da conseguire;

b. l'impiego del personale della Direzione, le esigenze di nuove acquisizioni e i programmi di sviluppo e formazione;

c. le relative previsioni dei fabbisogni di risorse strumentali e di spesa della Direzione.

Articolo 14
Responsabili di Unità

14.1 I Responsabili di Unità, nominati dal Direttore Generale in funzione delle responsabilità affidate e delle esperienze professionali maturate, assicurano il funzionamento delle Unità cui sono preposti.

14.2 E' attribuita, di norma, ai Responsabili di Unità la gestione tecnica, l'organizzazione del personale e delle risorse strumentali assegnate all'Unità. Nell'esercizio di tali competenze i Responsabili di Unità rispettano le direttive espresse dal Responsabile di Direzione, conformandosi agli obiettivi, alle priorità, ai piani, ai programmi, e all'eventuale budget assegnato, come determinati dall'Autorità o dal Direttore Generale o dal Responsabile di Direzione.

14.3 I Responsabili di cui al comma 1 svolgono i seguenti compiti:

a. sono responsabili, per quanto di competenza, dei risultati dell'Unità;

b. assumono la responsabilità dei procedimenti ad essi demandati dal Responsabile di Direzione;

c. organizzano e coordinano il lavoro dell'Unità cui sono preposti distribuendo i compiti al personale assegnato;

d. assicurano che le attività della Unità siano conformi alle disposizioni espresse dal Responsabile di Direzione;

e. predispongono relazioni tecniche, documenti per la consultazione, studi, memorie e segnalazioni;

f. propongono al Responsabile della Direzione la valutazione del personale assegnato all'Unità.

14.4 In occasione dell'elaborazione e della definizione del programma di attività dell'Autorità, presentano al Responsabile della Direzione un rendiconto delle attività portate a termine o svolte nell'anno precedente, con evidenza dell'utilizzo del personale loro assegnato nei diversi compiti, e formulano proposte e previsioni concernenti:

a. le attività da svolgere nel corso dell'anno di riferimento e risultati attesi o da conseguire;

b. l'impiego del personale, le esigenze di nuove acquisizioni e di formazione;

c. le relative previsioni dei fabbisogni di risorse strumentali e di spesa.

Articolo 15
Assegnazione del Personale

15.1 Il Direttore Generale assegna con propria determinazione, salve eventuali delibere dell'Autorità in merito, il personale alla Direzione generale, al Segretariato generale, alle Direzioni e alle Unità, sentiti i rispettivi Responsabili e i dipendenti interessati, sulla base delle esigenze risultanti dai programmi di attività e ne informa l'Autorità.

Articolo 16
Controlli

16.1 Il controllo di legittimità e regolarità amministrativa e contabile viene svolto dal Collegio dei Revisori, secondo la disciplina prevista dal Regolamento di contabilità.

16.2 Il controllo di gestione, finalizzato a verificare l'efficienza e l'economicità dell'azione amministrativa della Struttura, nonché delle unità organizzative che riportano direttamente al Segretario Generale, è affidato al Direttore Generale che può avvalersi di una specifica Unità. Lo stesso Direttore Generale informa periodicamente l'Autorità sull'andamento del controllo di gestione.

16.3 La valutazione delle scelte operative e delle decisioni prese per il raggiungimento delle finalità fissate nel programma di attività dell'Autorità, nonché l'analisi dell'impatto della regolazione possono essere affidate anche ad esperti esterni nominati dall'Autorità, che ad essa riferiscono. Valgono, per quanto applicabili, i criteri desumibili dall'articolo 6, comma 1, del decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 286.

Articolo 17
Codice Etico

17.1 L'Autorità adotta un proprio Codice Etico che individua i principi guida del comportamento dei Componenti del Collegio, dei dipendenti e dei collaboratori ed istituisce un Garante del Codice Etico, per il controllo circa l'osservanza del Codice medesimo.

Articolo 18
Uffici e rappresentanze dell'Autorità

18.1 L'Autorità, la cui sede è in Milano, stabilisce propri Uffici anche a Roma e può istituire rappresentanze a Bruxelles e in altre località italiane o estere.

09A00771

DELIBERAZIONE 12 dicembre 2008.

Modificazione della pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. (Deliberazione GOP 60/08).

L'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 17 dicembre 2008

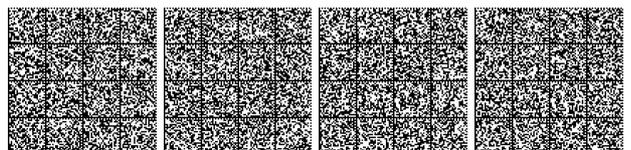
Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481, come successivamente modificata dalla legge 23 agosto 2004, n. 239, ed in particolare l'articolo 2, comma 28;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 ed in particolare l'articolo 1, comma 118;
- la deliberazione 28 giugno 2006, n. 135/06, con la quale il Collegio ha approvato la nuova pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità);
- il Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità approvato dal Collegio con deliberazione 28 dicembre 2006, n. 327/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 328/06, come modificata con deliberazione 13 febbraio 2007, n. 27/07, con cui il Collegio ha definito la nuova organizzazione dell'Autorità, nominato i responsabili delle Direzioni e definito i compiti delle Unità dell'Autorità medesima;
- il Regolamento del personale e ordinamento delle carriere dell'Autorità, quale risulta a seguito della deliberazione del Collegio 15 maggio 2007, n. 112/07.

Considerato:

- l'articolazione del personale di ruolo nelle diverse carriere, come definita nella Pianta organica dell'Autorità di cui alla deliberazione n. 135/06, e in coerenza con il tetto numerico per detto personale disposto dalla legge n. 481/95 e s.m.i.

Ritenuto:

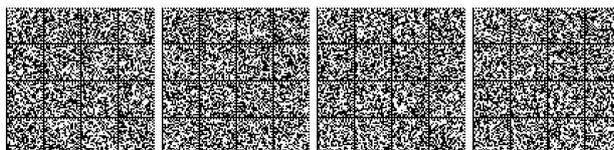
- di riconsiderare l'articolazione del personale di ruolo dell'Autorità nelle diverse carriere, al fine di tenere adeguatamente conto del consolidarsi nuovo assetto organizzativo dell'Autorità, come definito con le deliberazioni n. 327/06 e 328/06, degli obiettivi generali e specifici definiti nel Piano Strategico Triennale 2008-2010 e nei Piani Operativi annuali dell'Autorità, nonché dei nuovi e maggiori compiti derivanti all'Autorità per effetto di recenti disposizioni legislative;
- di rafforzare, per le motivazioni di cui al precedente alinea, la dotazione organica del personale dipendente appartenente alla carriere dei Funzionari, rispettando al contempo il tetto massimo di 120 unità di dipendenti di ruolo previsto dalla legge istitutiva;
- di modificare, pertanto, la Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità nei termini di cui al dispositivo.

Informate le Organizzazioni Sindacali

DELIBERA

1. di approvare la Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, come definita nell'allegato alla presente deliberazione di cui costituisce parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di dare mandato al Direttore Generale affinché la Pianta organica di cui al precedente alinea venga pubblicata sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) e sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana;
3. di abrogare la Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di cui alla deliberazione 28 giugno 2006, n. 135/06.

Milano, 17 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

PIANTA ORGANICA DEL PERSONALE DI RUOLO DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

(ai sensi dell'articolo 2, comma 28, della legge 14 novembre 1995, n. 481 come modificato dall'articolo 1, comma 118, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04)

Articolo 1
Classificazione del personale

Il personale di ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas è inquadrato in quattro carriere:

1. Carriera dei dirigenti;
2. Carriera dei funzionari;
3. Carriera degli operativi;
4. Carriera degli esecutivi.

Articolo 2
Ripartizione del personale

Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 2, comma 28, della legge 14 novembre 1995, n. 481 come modificato dall'articolo 1, comma 118, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04, ed in conformità con quanto previsto dal vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità e dal vigente Regolamento del Personale e ordinamento delle carriere, il personale di ruolo è così ripartito:

CARRIERA	UNITA'
DIRIGENTI	17
FUNZIONARI	77
OPERATIVI	25
ESECUTIVI	1
TOTALE	120

09A00772

DELIBERAZIONE 11 dicembre 2008.

Criteri e modalità di verifica del rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione di imposta di cui all'articolo 81, comma 18, del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito con modificazioni in legge 6 agosto 2008, n. 133. (Deliberazione VIS 109/08).

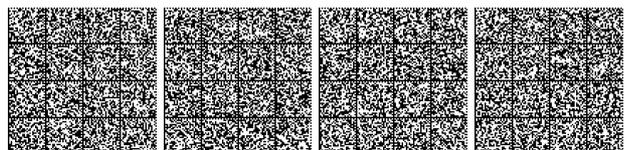
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione dell'11 dicembre 2008

Visti:

- l'articolo 81, commi 16, 17 e 18, del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito con modificazioni in legge 6 agosto 2008, n. 133 (di seguito: decreto-legge n. 112/08);
- il decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 (di seguito: decreto legislativo n. 231/01);
- il decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68 (di seguito: decreto legislativo n. 68/01);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244 (di seguito: dPR n. 244/01);
- il decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917 (di seguito: dPR n. 917/86);
- il decreto del Presidente della Repubblica 29 settembre 1973, n. 600;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 4 luglio 2008, ARG/com 91/08 (di seguito: deliberazione ARG/com 91/08);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 328/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 327/06;
- il Protocollo di Intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e la Guardia di Finanza, approvato dall'Autorità con deliberazione 15 dicembre 2005, n. 273/05 (di seguito: Protocollo di Intesa);
- le determinazioni del Direttore Generale dell'Autorità 1 agosto 2008, n. 47 (di seguito: determinazione n. 47/08) e 21 ottobre 2008, n. 61 (di seguito: determinazione n. 61/08);
- il documento per la consultazione 25 settembre 2008, DCO n. 31/08, recante "*Criteri per l'impostazione della vigilanza dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas sul divieto di traslazione nei prezzi al consumo della maggiorazione d'imposta di cui all'art. 81 del d.l. 112/2008, commi da 16 a 18*" (di seguito: documento per la consultazione in merito ai criteri di vigilanza sul divieto di traslazione);
- le osservazioni fatte pervenire dai soggetti interessati in relazione al documento per la consultazione in merito ai criteri di vigilanza sul divieto di traslazione.

Considerato che:

- l'articolo 81, comma 18, del decreto-legge n. 112/08 attribuisce all'Autorità il compito di vigilare sulla puntuale osservanza, da parte degli operatori economici interessati, del divieto di traslare sui prezzi al consumo l'onere della maggiorazione d'imposta disposta dal comma 16 del medesimo articolo (di seguito: divieto di traslazione della maggiorazione d'imposta);
- per un efficace esercizio della suddetta funzione di vigilanza, l'Autorità è tenuta ad esercitare i poteri ad essa attribuiti dalla legge istitutiva (legge n. 481/95);

- con deliberazione ARG/com 91/08, l'Autorità ha adottato d'urgenza le prime disposizioni necessarie per iniziare tempestivamente la propria attività di vigilanza sulla puntuale osservanza del divieto di traslazione della maggiorazione d'imposta, rinviando a successivi provvedimenti l'adozione di una disciplina organica delle informazioni e dei documenti che gli operatori interessati saranno tenuti a trasmettere per l'attivazione di periodici flussi informativi che assicurino il costante monitoraggio delle loro condotte, nonché l'adozione di eventuali altre disposizioni per assicurare il rispetto del divieto in questione;
- con determinazioni n. 47/08 e n. 61/08 sono stati costituiti presso l'Autorità un Gruppo di lavoro (incaricato di formulare proposte per la definizione di metodi di analisi e controllo, di un programma di lavoro e strumenti organizzativi atti ad assicurare l'efficace esercizio delle funzioni di vigilanza di cui all'articolo 81 del decreto-legge n. 112/08) ed un Nucleo Operativo (incaricato di realizzare le attività operative ed istruttorie previste dalla deliberazione ARG/com 91/08);
- al fine di procedere alla regolamentazione dei periodici flussi informativi atti a raggiungere con tempestività le finalità poste dal legislatore, l'Autorità ha emanato un documento per la consultazione in merito ai criteri di vigilanza sul divieto di traslazione in cui si invitavano gli operatori interessati a far pervenire, entro il 20 ottobre 2008, le proprie osservazioni al riguardo;
- nel documento per la consultazione, a garanzia di una maggiore praticabilità dell'attività di vigilanza rispetto al numero cospicuo di operatori potenzialmente interessati, l'Autorità ha manifestato l'intenzione di ricorrere a una metodologia che preveda più livelli di approfondimento in sequenza tra loro, attraverso l'individuazione di un indicatore (di primo livello) che consenta di concentrare l'attività di analisi (di secondo livello) sui soggetti per i quali, sulla base del valore assunto dall'indicatore di primo livello, si possa ragionevolmente ritenere più probabile la violazione del divieto di traslazione della maggiorazione d'imposta;
- rinviando la definizione dei criteri che caratterizzeranno l'analisi di secondo livello a un successivo provvedimento, l'Autorità ha sottoposto a consultazione la suddetta metodologia di vigilanza e i criteri per la costruzione dell'indicatore di primo livello, individuando tale indicatore nel margine operativo lordo unitario (di seguito: MOLu);
- dalle osservazioni pervenute al documento per la consultazione è emerso un prevalente consenso sulla metodologia basata su più livelli di approfondimento;
- rispetto all'individuazione dell'indicatore di primo livello, invece, la maggior parte degli operatori interessati ha rilevato che la predisposizione dei dati contabili richiesti per la determinazione del MOLu può determinare una modifica dei sistemi contabili in atto presso le imprese e, quindi, risultare onerosa, comportando un aggravio dell'attività di raccolta e rielaborazione dei dati medesimi; e che, d'altra parte, non sempre una maggiorazione del MOLu potrebbe essere ricollegata alla traslazione dell'imposta, laddove un'attività di vigilanza fondata su tale indicatore, ove prefigurasse una sostanziale regolazione dei margini per gli operatori interessati, potrebbe scoraggiare la concorrenza sul mercato e penalizzare le politiche di efficienza e di investimento nei settori interessati;
- diversi operatori, inoltre, hanno auspicato il ricorso a metodi di vigilanza alternativi, basati per lo più sul monitoraggio dell'andamento dei prezzi.

Ritenuto che:

- sia necessario che gli operatori adottino misure gestionali preventive volte ad escludere la possibilità di traslazione sui prezzi al consumo della maggiorazione d'imposta disposta dall'articolo 81, comma 16, del decreto-legge n. 112/08;
- per lo svolgimento della funzione di vigilanza attribuita all'Autorità dall'articolo 81, comma 18, del decreto-legge n. 112/08 sia necessario, in considerazione della complessità delle operazioni di verifica e dell'elevato numero di operatori interessati, adottare una metodologia fondata su più livelli di approfondimento in sequenza tra loro, attraverso l'individuazione di un indicatore (di primo livello) che consenta di poter concentrare l'attività di analisi (di secondo livello) solo su alcuni soggetti, sulla base del valore assunto dal suddetto indicatore;
- la vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione d'imposta richieda di considerare i due ambiti, relativi alle dinamiche dei prezzi di vendita e alle dinamiche dell'onere fiscale derivante dalla maggiorazione d'imposta, tra loro interconnessi e quindi di disporre anche di dati contabili per l'analisi di primo livello;
- per disporre di dati utili all'analisi di primo livello, in considerazione delle osservazioni pervenute dagli operatori, sia opportuno procedere a una sostanziale semplificazione della modalità di raccolta dei dati contabili attraverso tabelle di semplice compilazione che agevolino la produzione dei medesimi e minimizzino gli oneri per gli operatori;
- a tal fine, laddove siano già presenti presso altre amministrazioni pubbliche banche dati per il monitoraggio dei prezzi, sia opportuno prefigurare per gli operatori interessati la possibilità di una vigilanza basata sull'andamento degli stessi;
- sia altresì opportuno stabilire criteri che esentino dai suddetti adempimenti gli operatori che esercisconо il servizio di maggior tutela e salvaguardia in specifiche condizioni di prevalenza, posto che le condizioni di erogazione, economiche e commerciali, di detti servizi sono già sottoposte per legge a uno speciale regime a tutela degli utenti finali;
- per l'analisi attraverso dati contabili sia necessario rilevare i prezzi praticati da ogni operatore per la vendita dei propri prodotti in coerenza con le componenti economiche esposte nei bilanci e che confluiscono nelle dichiarazioni fiscali, nonché, ai fini dell'interpretazione delle dinamiche che emergeranno dalla rilevazione dei prezzi di vendita, monitorare i prezzi di acquisto di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci praticati dai fornitori degli operatori vigilati;
- occorra pertanto acquisire prioritariamente:
  i. costi e ricavi per prodotto o famiglia di prodotti necessari alla determinazione del margine di contribuzione diretto;
  ii. informazioni sulla composizione del mercato e sui prezzi a livello nazionale e internazionale;
  iii. prezzi al consumo relativi a prodotti per i quali è già in essere, presso altre amministrazioni, il monitoraggio;
- gli operatori possano, almeno inizialmente, identificare autonomamente le famiglie di prodotti;
- affinché le informazioni trasmesse dagli operatori siano comparabili, occorra che le stesse siano riferite a intervalli di tempo standard (quali i semestri o i trimestri);

- le informazioni e i documenti di cui ai precedenti punti debbano essere acquisiti ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera a), della legge n. 481/95, la cui violazione è punita con una sanzione amministrativa pecuniaria, salvo che il fatto costituisca reato;
- il rilevante numero dei destinatari della richiesta renda necessario che essa sia comunicata nelle forme previste dall'articolo 11, comma 4, del dPR n. 244/01

DELIBERA

Articolo 1
Destinatari

1.1 Gli operatori economici tenuti all'adempimento delle disposizioni della presente deliberazione (di seguito: gli operatori) sono i soggetti cui, ai sensi dell'articolo 81, comma 16, del decreto-legge n. 112/08, si applica l'addizionale dell'aliquota dell'imposta sul reddito delle società di cui all'articolo 75 del Testo Unico delle imposte sui redditi, approvato con dPR n. 917/86.

Articolo 2
Dichiarazioni

2.1 Entro il 15 marzo 2009 ciascun operatore deve inviare all'Autorità una dichiarazione del Rappresentante legale in cui si attesti di aver adottato ed attuato decisioni e disposizioni gestionali dirette ad escludere la possibilità di traslazione sui prezzi al consumo della maggiorazione d'imposta di cui all'articolo 81, comma 16, del decreto-legge n. 112/08, che le stesse sono state portate a conoscenza del personale funzionalmente interessato e che non sono stati accertati casi di violazioni delle medesime da parte del suddetto personale. Tale dichiarazione deve essere anche sottoscritta, ove presenti, dal Presidente del Collegio Sindacale o del Comitato per il controllo sulla gestione o del Consiglio di sorveglianza e dall'organismo di cui all'articolo 6, comma 1, lettera b., del decreto legislativo n. 231/01.

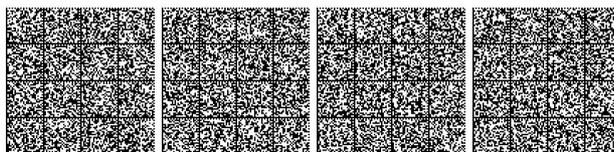
Articolo 3
Bilancio d'esercizio e bilancio consolidato

3.1 Entro 30 giorni dalla data di approvazione del bilancio d'esercizio, gli operatori devono inviarne copia all'Autorità unitamente all'eventuale bilancio consolidato.
3.2 Nella nota di trasmissione gli operatori devono indicare l'importo corrispondente all'addizionale di cui all'articolo 81, comma 16, del decreto-legge n. 112/08.

Articolo 4
Verifiche su dati contabili

4.1 Al fine di consentire all'Autorità di procedere alle necessarie verifiche sulla base dei dati di natura contabile, quali risultano dal sistema di contabilità in atto presso gli operatori, circa costi e ricavi unitari a livello di singolo prodotto o di singola famiglia di prodotti, gli operatori compilano, con cadenza semestrale, le tabelle di cui all'*Allegato A* alla presente deliberazione, provvedendo alla loro trasmissione entro 60 giorni dalla scadenza di ciascun semestre.
4.2 I dati riferiti a costi e ricavi devono essere coerenti con il conto economico di riferimento.
4.3 In caso di variazione positiva del margine di contribuzione semestrale, quale risultato desumibile dalle informazioni trasmesse con le tabelle di cui al comma 4.1, rispetto a quello del corrispondente semestre che ha preceduto l'entrata in vigore del decreto-legge n. 112/08, gli operatori ne danno adeguata motivazione all'Autorità.
4.4 L'adempimento di cui al comma 4.1 non è richiesto agli operatori che commercializzano energia elettrica e/o gas, il cui volume di vendita ai clienti in regime di maggior tutela e salvaguardia rappresenti almeno l'80% del totale. Tali operatori sono tenuti entro il 15 marzo di ciascun anno a trasmettere una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà che attesti tale circostanza relativamente all'anno precedente, secondo il modello che verrà pubblicato ai sensi dell'articolo 7, comma 4.

Articolo 5
Ulteriori modalità di verifica

5.1 In alternativa alla trasmissione dei dati contabili di cui all'articolo 4, comma 1, le compagnie petrolifere e le società commerciali rientranti nel campione statistico "Prezzo Italia" di cui alla rilevazione del Ministero dello Sviluppo Economico, Dipartimento per la Competitività, Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie (di seguito: MSE), disposta in attuazione della decisione del Consiglio 1999/280/CE e della decisione della Commissione 1999/566/CE, e successivamente modificata dalla Circolare MSE 14 agosto 2008, possono trasmettere all'Autorità, con periodicità trimestrale, gli stessi dati su prezzi e vendite inviati al MSE. I prezzi devono essere suddivisi in prezzi al netto delle imposte e prezzi finali.
5.2 Gli operatori che si avvalgono della facoltà di cui al comma 5.1, in caso di variazione positiva nel trimestre dello "stacco" del singolo operatore rispetto allo "stacco UE" (Euro zona), rispetto ai corrispondenti trimestri precedenti all'entrata in vigore del decreto-legge n. 112/08, devono darne adeguata motivazione all'Autorità.
5.3 Gli operatori che commercializzano anche prodotti non rientranti tra quelli di cui alla rilevazione del comma 5.1 devono, entro il 15 marzo di ciascun anno, rilasciare una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, secondo il modello che verrà pubblicato ai sensi dell'articolo 7, comma 4, in cui si attesti il valore percentuale del ricavo ottenuto nell'anno precedente da detti prodotti rispetto al ricavo complessivo, indicando anche quale parte percentuale di detto ricavo è attinente a prodotti commercializzati in esito a gara pubblica.

Articolo 6
Ispezioni

6.1 Per lo svolgimento delle attività ispettive l'Autorità può richiedere la collaborazione della Guardia di Finanza ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 68/01 e del relativo Protocollo di Intesa.

Articolo 7
Disposizioni transitorie e finali

7.1 All'atto dell'invio dei dati e delle informazioni richiesti agli articoli 4, comma 1, e 5, comma 1, il Rappresentante legale dell'operatore deve rilasciare una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà che ne attesti la veridicità e la conformità ai dati ufficiali aziendali, secondo il modello che verrà pubblicato ai sensi del comma 7.4.
7.2 Entro il 15 marzo 2009 gli operatori tenuti agli adempimenti di cui all'articolo 4, comma 1, devono inviare compilate le tabelle di cui all'*Allegato A* relative ai due semestri del 2007 e del 2008.
7.3 Entro il 15 marzo 2009 gli operatori che si avvalgono della facoltà di cui all'articolo 5, comma 1, devono inviare i dati relativi a prezzi e vendite riferiti a ciascun trimestre degli anni 2007 e 2008.
7.4 Entro il 30 gennaio 2009 saranno pubblicati sulla *home page* del sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) i modelli delle dichiarazioni di cui agli articoli 4.4, 5.3 e 7.1, le modalità di trasmissione con cui gli operatori sono tenuti ad inviare le dichiarazioni, i dati, le informazioni e i bilanci richiesti ai sensi della presente deliberazione, nonché le istruzioni tecniche di compilazione delle tabelle di cui all'*Allegato A*.
7.5 Il presente provvedimento sarà pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), nonché trasmesso al Presidente del Consiglio dei Ministri, al Ministro dell'Economia e delle Finanze, al Ministro dello Sviluppo Economico ed al Ministro per la Pubblica Amministrazione e l'Innovazione.
7.6 Ai sensi dell'articolo 11, comma 4, del dPR n. 244/01 della presente deliberazione verrà data notizia in due quotidiani e la stessa sarà comunicata a due destinatari mediante lettera raccomandata con avviso di ricevimento.

Milano, 11 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Tab.1 - Ricavi e Rimanenze di prodotti finiti

PRODOTTO (O FAMIGLIA DI PRODOTTI) : ____

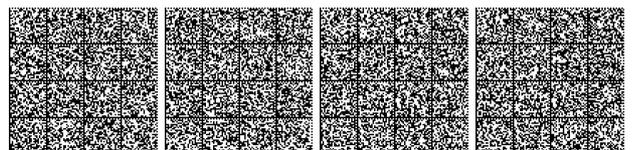
Riferimento temporale:

Anno	
Semestre solare	(*primo o secondo*)

		Valori di periodo (euro)	Quantità U_{misura}__________
Ricavi delle vendite			
Ricavi dalle Vendite infra Gruppo	Ricavi Clienti nazionali		
	Ricavi Clienti esteri		
Ricavi dalle Vendite extra Gruppo	Ricavi Clienti nazionali		
	Ricavi Clienti esteri		

Rimanenze $_{iniziali}$		
Rimanenze $_{finali}$		

Note di commento: ____

____

Tab.2 - Acquisti e Rimanenze di Materie Prime, Sussidiarie, di Consumo e Merci (inerenti ai ricavi di cui alla Tab.1)

MATERIA PRIMA (O FAMIGLIA) : ______________________________

MATERIA SUSSIDIARIA (O FAMIGLIA) : ______________________________

MATERIALE DI CONSUMO (O FAMIGLIA): ______________________________

MERCE (O FAMIGLIA) : ______________________________

Riferimento temporale:

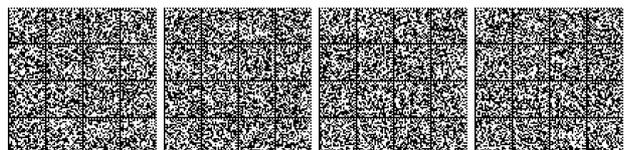
Anno	
Semestre solare	(*primo o secondo*)

		Valori di periodo (euro)	Quantità U_{misura}__________
Acquisti			
Acquisti infra Gruppo	Acquisti Fornitori nazionali		
	Acquisti Fornitori esteri		
Acquisti extra Gruppo	Acquisti Fornitori nazionali		
	Acquisti Fornitori esteri		

Rimanenze $_{iniziali}$		
Rimanenze $_{finali}$		

Note di commento :____

____

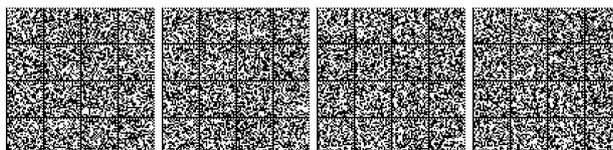
09A00773

DELIBERAZIONE 10 dicembre 2008.

Modifiche e integrazioni alla deliberazione 28 marzo 2008 - ARG/elt 42/08 e modifiche al TIV. (Deliberazione ARG/elt 174/08).

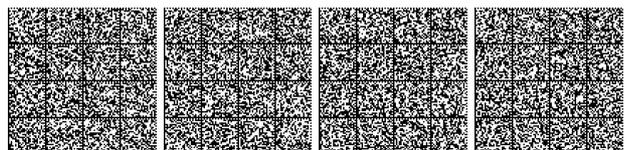
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 dicembre 2008

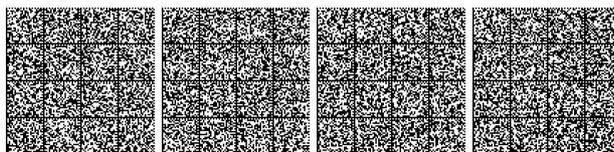
Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, recante conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007 n. 73/07;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 16 ottobre 2003, n. 118/03 e successive modificazioni e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007 n. 156/07, che ha approvato il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07, come successivamente modificata e integrata (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 11 luglio 2007, n. 171/07 (di seguito: deliberazione n. 171/07);
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07, che ha approvato il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti ai clienti finali con prelievi non trattati su base oraria (*load profiling* per fasce), come successivamente modificata e integrata (di seguito: TILP);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007, n. 333/07 e successive modificazioni e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007, n. 337/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, ARG/elt 348/07 (di seguito: deliberazione 348/07);
- la deliberazione dell'Autorità 23 gennaio 2008, ARG/elt 4/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 4/08);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 42/08);

- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 56/08);
- la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/elt 162/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 162/08).

Considerato che:

- la deliberazione n. 171/07 ha avviato un procedimento avente ad oggetto la definizione della disciplina dello switching, prevedendo tra l'altro l'istituzione di un gruppo di lavoro, che coinvolga i soggetti interessati, anche con l'obiettivo di identificare le opportune modalità di interrelazione dei soggetti coinvolti nel processo di switching;
- la deliberazione ARG/elt 42/08 ha definito la regolazione del servizio di dispacciamento e del servizio di trasporto (trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica) nei casi di successione di un utente del dispacciamento ad un altro sullo stesso punto di prelievo attivo o di attribuzione ad un utente del dispacciamento di un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato (switching);
- nel corso degli incontri del gruppo di lavoro e dalle segnalazioni pervenute è emersa la necessità di apportare alcune modifiche e integrazioni alla deliberazione ARG/elt 42/08, con particolare riferimento ai seguenti aspetti:
  - la modifica del termine ultimo di presentazione della richiesta di *switching* di cui all'articolo 3, comma 3, lettera b), al fine di consentire la piena compatibilità di tali tempistiche con l'esercizio della facoltà di revoca della richiesta di *switching* prevista all'articolo 6, comma 2 della deliberazione ARG/elt 4/08;
  - la necessità di integrare le richieste di *switching* relative a un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato, ai sensi dell'articolo 4, in caso di indisponibilità del POD identificativo del punto di prelievo, prevedendo comunque l'indicazione del codice rilevabile dal misuratore, specificando la tipologia di tale codice, al fine di consentire l'identificazione da parte dell'impresa distributrice del punto di prelievo oggetto della richiesta;
  - l'opportunità di includere tra le informazioni previste nella comunicazione di cui all'articolo 5, relativa alla sopravvenuta risoluzione di un contratto di vendita, anche le informazioni relative all'aliquota IVA e alle aliquote delle imposte applicate nell'ultima fattura, al fine di agevolare l'eventuale attivazione dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia;
  - la necessità di comunicare preventivamente all'esercente la salvaguardia l'attivazione di tale servizio per i punti di prelievo per i quali l'esercente la maggior tutela abbia comunicato all'impresa distributrice la perdita o la mancanza dei requisiti per l'inclusione nel servizio di maggior tutela, accertate ai sensi dell'articolo 4bis del TIV;

- la necessità di affrontare le problematiche connesse alla presenza di richieste di prestazioni relative al punto di prelievo oggetto di *switching*, non concluse alla data di *switching*;
  - la necessità di definire in modo più dettagliato la disciplina di cui all'articolo 9, relativa ai contenuti minimi e alle modalità di trasmissione dei dati e delle comunicazioni funzionali all'esecuzione dello *switching* e all'inizio della fornitura ad esso conseguente;
- la deliberazione ARG/elt 162/08 ha definito i dati e le informazioni relativi ai punti di prelievo che sono rese disponibili agli utenti del dispacciamento con il flusso dell'anagrafica e, conseguentemente, non includendo alcuni dati e informazioni relativi ai medesimi punti di prelievo da rendere disponibili al nuovo utente del dispacciamento o all'esercente la maggior tutela che si ritengono funzionali all'inizio della fornitura a seguito dello switching;
- la deliberazione ARG/elt 56/08 ha previsto, tra l'altro, una modifica degli obblighi di registrazione, raccolta delle misure e dei tempi di messa a disposizione dei dati di misura;
- la deliberazione n. 348/07 ha stabilito nuovi tipi di tariffa obbligatoria che fra l'altro prevedono l'articolazione anche in base al consumo di energia reattiva nonché in alcuni casi la potenza massima anche per punti di prelievo con potenza disponibile inferiore a 16,5 kW.

Ritenuto che sia:

- necessario modificare la disciplina dello switching con riferimento ai profili sopra descritti, anche al fine di adeguarla alle nuove disposizioni vigenti;
- opportuno modificare il TIV al fine di garantire coerenza tra le informazioni trasmesse all'inizio della fornitura e le informazioni e i dati che l'impresa distributrice trasmette al venditore ai sensi della Tabella 2 del TIV;
- opportuno prevedere che l'implementazione di procedure che consentano di segnalare al nuovo utente del dispacciamento la presenza di richieste di prestazione relative al punto di prelievo oggetto di switching, non concluse alla data di switching, rimandando ad ulteriori provvedimenti la definizione puntuale degli aspetti connessi alla gestione sistematica di tali casistiche;
- opportuno che la definizione più dettagliata della disciplina di cui all'articolo 9, relativa ai contenuti minimi e alle modalità di trasmissione dei dati e delle comunicazioni funzionali all'esecuzione dello switching e all'inizio della fornitura ad esso conseguente sia rimandata a successivi provvedimenti;
- necessario garantire alle imprese distributrici un tempo congruo per l'implementazione dei sistemi informativi al fine di rendere disponibili al nuovo utente del dispacciamento o all'esercente la maggior tutela i dati funzionali all'inizio della fornitura a seguito di switching, prevedendo che tali tempistiche siano coerenti con quanto disposto dalla deliberazione ARG/elt 162/08

DELIBERA

1. di modificare la deliberazione ARG/elt 42/08 nei termini seguenti:
   a. il comma 3.3, lettera b), è sostituito dal seguente comma:
   "b) il giorno 20 del secondo mese antecedente la data di *switching*, nel caso in cui l'esercente la vendita entrante si avvalga della facoltà di cui al comma 6.2 della deliberazione n.°ARG/elt 4/08.";
   b. al comma 3.4, lettere a) e b) le parole "al comma 3.4" sono sostituite dalle parole "al comma 3.3";
   c. il comma 4.1, lettera a) è sostituito dal seguente comma:
   "a) dati di cui alle lettere a) e b) dei dati identificativi del punto di prelievo; qualora il dato di cui alla lettera a) dei dati identificativi del punto di prelievo non sia noto, è possibile, in alternativa, indicare il codice rilevabile dal misuratore, specificando la tipologia di tale codice;";
   d. al comma 5.2 è aggiunta la seguente lettera c):
   "c) informazioni relative all'aliquota IVA e aliquote delle imposte applicate nell'ultima fattura relativa al medesimo punto.";
   e. il comma 5.9 è soppresso;
   f. il comma 6.3 è sostituito dal seguente comma:
   "6.3 L'impresa distributrice attiva il servizio di salvaguardia ai sensi del comma 4.3 del TIV con effetto dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui perviene la comunicazione di cui al comma 6.1. Tale attivazione viene preventivamente comunicata all'esercente la salvaguardia entro il quindicesimo giorno lavorativo del mese antecedente l'attivazione del servizio medesimo.";
   g. l'articolo 8 è sostituito dal seguente articolo:

"Articolo 8

Dati funzionali all'inizio della fornitura a seguito di switching e dati di misura storici

8.1 In caso di *switching* relativo ad un punto di prelievo attivo ai sensi dell'articolo 3 l'impresa distributrice, entro il sest'ultimo giorno del mese antecedente la data di *switching*, è tenuta a mettere a disposizione del nuovo utente del dispacciamento o dell'esercente la maggior tutela le seguenti informazioni:
   a) dati di cui alla tabella 1;
   b) dati di cui alla tabella 2 riferiti al periodo compreso tra il tredicesimo e il secondo mese precedente la data di *switching* e distinti, in relazione al periodo indicato, a seconda del trattamento del medesimo punto.

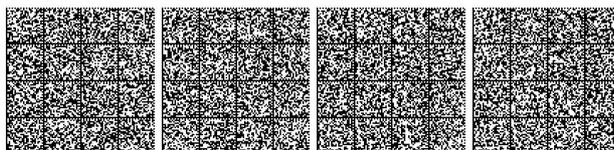
8.2 In caso di *switching* relativo a un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato ai sensi dell'articolo 4 l'impresa distributrice, entro il primo termine utile successivo alla data di *switching* corrispondente al sest'ultimo giorno del mese, è tenuta a mettere a disposizione del nuovo utente del dispacciamento o dell'esercente la maggior tutela, i dati di cui alla tabella 1."

h. sono inserite le seguenti tabelle:

Tabella 1: dati funzionali all'inizio della fornitura a seguito di *switching*

a)	POD
b)	data di inizio fornitura
c)	tensione di alimentazione
d)	potenza disponibile
e)	potenza impegnata
f)	costante K di trasformazione per presenza trasformatore di corrente
g)	codice della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione
h)	il servizio di tutela che verrebbe attivato ai sensi del comma 4.3 del TIV nel caso in cui un cliente finale si trovasse senza un venditore sul mercato libero (maggior tutela o salvaguardia) determinato sulla base delle informazioni in possesso dell'impresa distributrice alla data di messa a disposizione dell'informazione (1)
i)	presenza o meno di prestazioni richieste e non ancora concluse alla data di messa a disposizione dell'informazione

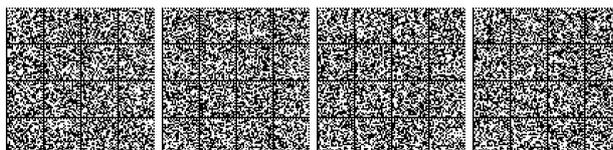
(1) Le informazioni in possesso dell'impresa distributrice sono quelle:
- ricevute in relazione agli obblighi di cui agli articoli 4bis e 15ter del TIV;
- relative ai punti di prelievo facenti parte del punto di dispacciamento dell'Acquirente Unico;
- relative alla tensione di alimentazione dei punti di prelievo.

Tabella 2: dati di misura storici

Tipologia di trattamento ai sensi del TILP		*Dati da mettere a disposizione*
Trattamento orario		Serie storica mensile dei dati di prelievo orari
Trattamento per fasce		Serie storica mensile/bimestrale dei dati di prelievo per fasce
Trattamento monorario	potenza disponibile superiore a 16,5 kW	Serie storica mensile dei dati di prelievo
	potenza disponibile non superiore a 16,5 kW	Serie storica dei dati di prelievo messi a disposizione ai sensi dell'art. 18 del TIV e relativo periodo di competenza

2. di modificare il TIV nei termini seguenti:
   a. la tabella 2 è sostituita dalla seguente:

Tabella 2 – Informazioni da trasferire all'utente del trasporto ai sensi del comma 18.3

Valore incrementale di energia elettrica attiva prelevata complessivo rilevato in data gg/mm/aa (lettura)
Quantità di energia elettrica attiva prelevata differenziale dall'ultima rilevazione (consumo)
Valori incrementali di energia elettrica attiva prelevata per fascia (F1, F2, F3) rilevati in data gg/mm/aa (letture per fascia)
Quantità di energia elettrica attiva prelevata differenziale per fascia (F1, F2, F3) dall'ultima rilevazione (consumi per fascia)
Quantità di energia elettrica reattiva differenziale dall'ultima rilevazione (consumo)
Per i punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, la quantità di energia elettrica reattiva prelevata differenziale per fascia (F1, F2, F3) dall'ultima rilevazione (consumi per fascia)
Potenza massima prelevata nel mese

3. di prevedere che le imprese distributrici mettano a disposizione i dati funzionali all'inizio della fornitura di cui alla tabella 1 della deliberazione ARG/elt 42/08, così come modificata dal presente provvedimento, nonché le informazioni da trasferire all'utente del trasporto di cui alla tabella 2 del TIV a partire dalla medesima scadenza prevista dall'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 162/08;
4. di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità affinché provveda, previa informativa all'Autorità, a dare completamento con determinazioni del medesimo Direttore all'Allegato A, con eventuali disposizioni tecniche di implementazione in tema di obblighi informativi e di messa a disposizione dei dati;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
6. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo del TIV e della deliberazione ARG/elt 42/08, come risultanti dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 10 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

09A00774

DELIBERAZIONE 10 dicembre 2008.

Aggiornamento per l'anno 2008 della componente relativa al trasporto del gas naturale, inclusa nel prezzo medio del combustibile convenzionale, ai fini della determinazione del costo evitato di combustibile di cui al Titolo II, punto 2, del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n.6/92. (Deliberazione ARG/elt 175/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 dicembre 2008

Visti:

- la direttiva n. 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- la direttiva n. 2003/55/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 9;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373;
- il decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 25 settembre 1992;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 24 gennaio 1997;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 24 giugno 2002;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 23 marzo 2005;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6, come modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92) e la relativa relazione di accompagnamento;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99, come modificata e integrata e la relativa relazione tecnica;
- la deliberazione dell'Autorità 8 giugno 1999, n. 81/99 e la relativa relazione tecnica;
- la deliberazione dell'Autorità 17 luglio 2002, n. 137/02, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 137/02);
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195/02;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03, come modificata ed integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 297/05;
- la deliberazione dell'Autorità 3 luglio 2006, n. 137/06;
- la deliberazione dell'Autorità 31 luglio 2006 n. 171/06;

- la deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2006, n. 249/06 (di seguito: deliberazione n. 249/06);
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2007, n. 205/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 241/07;
- la deliberazione dell'Autorità 15 ottobre 2007, n. 260/07;
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2008, ARG/elt 49/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 49/08);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2008, ARG/gas 102/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 102/08);
- la deliberazione dell'Autorità 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 154/08);
- le decisioni della Sezione Sesta del Consiglio di Stato in sede giurisdizionale n. 1275/08 e seguenti;
- la decisione della Commissione Europea del 21 dicembre 2006 che fissa valori di rendimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore in applicazione della Direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europea e del Consiglio (di seguito: decisione CE 21 dicembre 2006);
- il documento per la consultazione 26 giugno 2008, DCO 23/08, relativo all'aggiornamento, per l'anno 2008, del prezzo medio del combustibile convenzionale nel costo evitato di combustibile di cui al Titolo II, punto 2, del provvedimento Cip n. 6/92 (di seguito: DCO 23/08) e le relative osservazioni pervenute;
- la lettera del Sottosegretario di Stato alla Presidenza del Consiglio dei Ministri del 3 dicembre 2008, prot. 4468SSL/08 (prot. Autorità n. 38072 del 3 dicembre 2008).

Considerato che:

- la deliberazione n. 249/06 ha quantificato il valore di acconto, per l'anno 2007, del prezzo medio del combustibile convenzionale per la determinazione del costo evitato di combustibile di cui al Titolo II, punto 2, del provvedimento Cip n. 6/92 (di seguito: CEC);
- il punto 4 della deliberazione n. 249/06 prevede che l'Autorità aggiorni il valore del CEC per gli anni successivi al 2007, anche tenendo conto del grado di concentrazione del mercato del gas naturale e del livello di apertura concorrenziale sul lato dell'offerta;
- la deliberazione ARG/elt 49/08, ha determinato il valore di conguaglio per l'anno 2007 e in acconto per il 2008 del prezzo di cui al precedente alinea;
- il DCO 23/08 ha proposto di confermare per l'anno 2008 la metodologia di aggiornamento del CEC prevista dalla deliberazione n. 249/06, prevedendo solo alcuni interventi di carattere puramente manutentivo per tenere conto dell'evoluzione del quadro normativo;

- le osservazioni pervenute dagli operatori al DCO 23/08 hanno messo in evidenza la necessità di considerare nel computo del costo del trasporto di gas naturale gli impatti, sulla richiesta di impegno di capacità, della variabilità delle condizioni climatiche e del potere calorifico del gas naturale in rete;
- la deliberazione ARG/elt 154/08 ha:
  - aggiornato, a valere dall'anno 2008, i criteri di calcolo della componente convenzionale relativa al valore del gas naturale;
  - stabilito di calcolare, a partire dal 2008, la componente relativa al trasporto del gas naturale tenendo conto degli effetti, sulla capacità di trasporto impegnata, derivanti dalla variabilità delle condizioni climatiche e del potere calorifico del gas naturale;
  - fissato nel 5 dicembre 2008 la scadenza per la definizione della componente di cui al precedente alinea, da utilizzare nel calcolo del valore del CEC per il 2008.

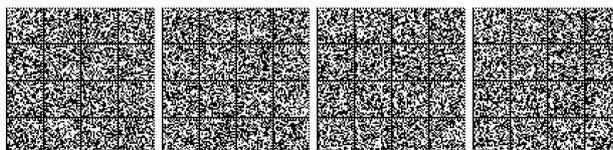
Considerato che:

- la deliberazione n. 137/02, articolo 17, comma 17.9 stabilisce che, nel caso in cui si verifichi uno scostamento dell'utente in un punto di riconsegna del trasporto superiore al 10 per cento, l'impresa di trasporto applica un corrispettivo pari 1,1 volte l'ammontare annuale del corrispettivo unitario di capacità nel punto di riconsegna in cui avviene lo scostamento, moltiplicato per il massimo scostamento registrato nel mese superiore al 10 per cento;
- l'allegato III alla decisione CE 21 dicembre 2006, lettera a), fissa in 0,1 punti percentuali la perdita di rendimento dell'impianto di produzione per ogni grado al di sopra delle condizioni ISO standard di 15° gradi Celsius;
- a partire dall'1 ottobre 2008 sono in vigore le tariffe di trasporto del gas naturale per l'anno termico 2008/2009, come approvate dall'Autorità con la deliberazione n. 102/08.

Ritenuto che:

- la tolleranza del 10 per cento di cui alla deliberazione n. 137/02, articolo 17, comma 17.9 sia funzionale e sufficiente a garantire un'efficace copertura contro potenziali oneri aggiuntivi che dovessero insorgere a causa della variabilità delle condizioni climatiche e del potere calorifico del gas naturale;
- detta tolleranza sia coerente con il fattore di correzione del rendimento legato alla condizioni climatiche medie fissate dalla decisione CE 21 dicembre 2006;
- l'applicazione delle vigenti tariffe di trasporto del gas naturale al calcolo della componente relativa al trasporto del gas naturale per l'impianto di riferimento del provvedimento Cip n. 6/92, evidenzi una riduzione della medesima componente.

Ritenuto opportuno:

- confermare, in via prudenziale e al fine di non ridurre le attuali flessibilità operative a disposizione degli operatori, il valore della componente relativa al trasporto del gas naturale, calcolata per l'impianto di riferimento del provvedimento Cip n. 6/92 come definito con la deliberazione ARG/elt 49/08

DELIBERA

1. di confermare, per l’anno 2008, la componente relativa al trasporto del gas naturale, calcolata per l’impianto di Trino Vercellese, adottato come impianto di riferimento dal provvedimento Cip n. 6/92 e assumendo per convenzione il fattore di utilizzo di 6.000 ore/anno indicato nella relazione di accompagnamento al medesimo provvedimento, pari a 1,78 c€/mc;
2. di trasmettere la presente deliberazione al Ministero dello Sviluppo Economico, alla società Gestore dei Servizi Elettrici S.p.A. e alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 10 dicembre 2008

Il presidente: Ortis

09A00775

DELIBERAZIONE 10 dicembre 2008.

Disposizioni relative al primo periodo di applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280/07, in materia di ritiro dedicato dell'energia elettrica. (Deliberazione ARG/elt 176/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 dicembre 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- il decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 febbraio 2005, n. 34/05, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 34/05);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 280/07);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011" (di seguito: Testo Integrato Trasporto);
- la lettera inviata dalla società Gestore dei servizi elettrici S.p.A. (di seguito: GSE) in data 30 ottobre 2008, prot. n. GSE/P20080038820, prot. Autorità n. 34383 del 10 novembre 2008 (di seguito: lettera 30 ottobre 2008);
- la lettera del Sottosegretario di Stato alla Presidenza del Consiglio dei Ministri del 3 dicembre 2008, prot. 4468SSL/08 (prot. Autorità n. 38072 del 3 dicembre 2008).

Considerato che:

- la deliberazione n. 280/07, sulla base dei programmi di attuazione della medesima deliberazione forniti all'Autorità da parte del GSE, ha riconosciuto il periodo intercorrente tra l'1 gennaio 2008 e il 31 maggio 2008 quale periodo di transizione dal regime di ritiro regolato dalla deliberazione n. 34/05 al regime di ritiro dedicato stabilito dalla predetta deliberazione n. 280/07;
- il periodo di transizione di cui al precedente alinea è stato esplicitamente previsto dall'Autorità per consentire al GSE di completare l'iter procedurale per l'acquisizione e la validazione delle istanze oltre che di predisporre e collaudare i sistemi informatici necessari per la gestione dei programmi orari e dei profili orari di immissione, garantendo al tempo stesso l'entrata in operatività del ritiro dedicato, ai sensi della deliberazione n. 280/07, a decorrere dall'1 gennaio 2008;

- con la lettera 30 ottobre 2008, il GSE ha rappresentato all'Autorità che durante il predetto periodo di transizione:
  a) il completamento dell'iter procedurale per l'acquisizione e la validazione delle istanze e dei sistemi informatici necessari per la gestione dei programmi orari e dei profili orari di immissione ha influito sulla programmazione, da parte del GSE, delle immissioni complessive di energia elettrica degli impianti ammessi al ritiro dedicato e sui conseguenti sbilanciamenti, determinando un onere di sbilanciamento che si è progressivamente ridotto con la messa a regime delle procedure e dei sistemi informatici;
  b) la quota onerosa dei corrispettivi di sbilanciamento di cui all'articolo 8, comma 8.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, attribuita da Terna al GSE ammonta a circa 1,8 milioni di euro.

Ritenuto opportuno:

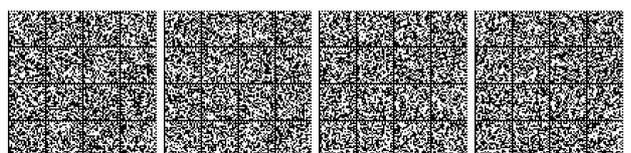
- prevedere che la quota onerosa dei corrispettivi di sbilanciamento di cui all'articolo 8, comma 8.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, attribuita da Terna al GSE per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2008 e il 31 maggio 2008, in deroga a quanto previsto dal medesimo comma, sia posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto, al fine di non attribuire ai produttori che hanno optato per il ritiro dedicato gli effetti delle criticità derivanti dal periodo di transizione

DELIBERA

1. di prevedere che la quota onerosa dei corrispettivi di sbilanciamento di cui all'articolo 8, comma 8.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, attribuita da Terna al GSE per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2008 e il 31 maggio 2008, in deroga a quanto previsto dal medesimo comma, sia posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 10 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

09A00776

DELIBERAZIONE 10 dicembre 2008.

Definizione delle tempistiche per il riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE per il secondo periodo di assegnazione. (Deliberazione ARG/elt 177/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 dicembre 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione europea 13 ottobre 2003, n. 2003/87/CE e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: direttiva 2003/87/CE);
- il provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6/92, come modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92);
- il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 23 febbraio 2006;
- il decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216/06, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: decreto legislativo n. 216/06);
- il decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/elt 77/08);
- la decisione di assegnazione delle quote di CO_2 per il periodo 2008-2012 approvata ai sensi dell'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 216/06;
- il parere n. 4390/2007 rilasciato dalla sezione terza del Consiglio di Stato in data 27 maggio 2008;
- la lettera del Sottosegretario di Stato alla Presidenza del Consiglio dei Ministri del 3 dicembre 2008, prot. 4468SSL/08 (prot. Autorità n. 38072 del 3 dicembre 2008).

Considerato che:

- con la deliberazione ARG/elt 77/08, l'Autorità ha definito i criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE limitatamente all'energia elettrica ceduta al Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A. (di seguito: GSE), nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92;
- la deliberazione ARG/elt 77/08 non prevede tempistiche per il riconoscimento degli oneri di cui al precedente alinea;
- alcuni operatori interessati hanno segnalato all'Autorità l'opportunità di disporre, per il secondo periodo di assegnazione (2008 – 2012), di tempistiche prefissate per il riconoscimento dei predetti oneri, anche ai fini di fornire maggiori garanzie per i finanziamenti;

Ritenuto opportuno:

- definire, per il secondo periodo di assegnazione (2008 – 2012), le tempistiche per il riconoscimento, ai sensi della deliberazione ARG/elt 77/08, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE limitatamente all'energia elettrica ceduta al GSE, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92;

DELIBERA

1. alla deliberazione ARG/elt 77/08 sono apportate le seguenti modifiche e integrazioni:
   - all'articolo 6, comma 6.5, è aggiunta la seguente frase:
     " In particolare, per il secondo periodo di assegnazione, il riconoscimento degli oneri, ai sensi del presente provvedimento, viene effettuato:
     - tra l'1 ottobre e il 31 dicembre di ogni anno, con riferimento agli oneri dell'anno precedente, nel caso in cui i dati e le informazioni necessarie ai sensi del comma 2.3 e 2.4 siano pervenuti all'Autorità entro il 31 ottobre;
     - entro 60 giorni dalla data di ricevimento, da parte dell'Autorità, dei dati e delle informazioni di cui al comma 2.3 e 2.4 negli altri casi."
2. Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

Milano, 10 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

09A00777

DELIBERAZIONE 10 dicembre 2008.

Disposizioni in materia di trattamento delle immissioni di energia elettrica. (Deliberazione ARG/elt 178/08).

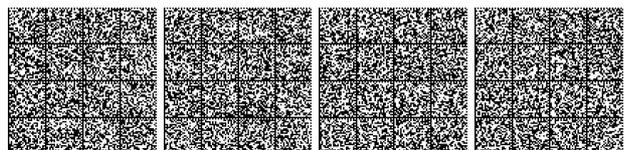
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 dicembre 2008

Visti:

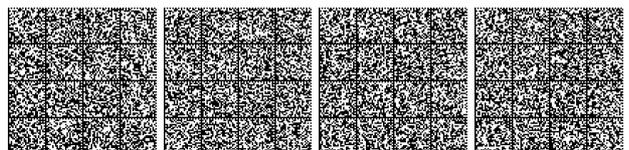
- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione europea 13 ottobre 2003, n. 2003/87/CE e sue successive modifiche e integrazioni;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244/07 (di seguito: legge finanziaria n. 244/07);
- il decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185;
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: TIT);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 88/07;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: TIV);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07 (di seguito: TILP);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione n. 280/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08 (di seguito: TISP);
- la lettera del Sottosegretario di Stato alla Presidenza del Consiglio dei Ministri del 3 dicembre 2008, prot. 4468SSL/08 (prot. Autorità n. 38072 del 3 dicembre 2008).

Considerato che:

- con il TILP l'Autorità ha definito le condizioni di trattamento dei prelievi di energia elettrica ai fini del dispacciamento dell'energia elettrica;
- con le medesime disposizioni di cui al precedente alinea, l'Autorità ha disposto, ai fini della determinazione del prelievo residuo di area funzionale all'attività di profilazione convenzionale dei prelievi di energia elettrica non trattati su base oraria, che per l'energia immessa nei punti di immissione non dotati di misuratore orario si debba assumere un profilo di immissione o di prelievo costante in tutte le ore di ogni mese;
- come conseguenza delle disposizioni citate al precedente alinea, ai fini della determinazione del prelievo residuo di area risulterebbero trattati orari tutti i punti di immissione dotati di misuratore orario;
- l'obbligo di installazione di misuratori in grado di rilevare le immissioni di energia elettrica su base oraria sono definite nel TIT e nella deliberazione n. 292/06, più precisamente:
  a) l'articolo 22 del TIT stabilisce l'obbligo di installazione di misuratori orari in corrispondenza di punti di immissione relativi a impianti di produzione di energia elettrica, con potenza nominale superiore a 250 kW;

b) l'articolo 8, comma 8.2, della deliberazione n. 292/06 stabilisce che con decorrenza 1° gennaio 2008, per ogni punto di connessione in bassa tensione attraverso cui viene attivata successivamente a tale data l'immissione in rete di energia elettrica attiva, o la possibile immissione in rete di energia elettrica attiva, per via della presenza di un impianto di generazione nell'impianto del cliente, ogni soggetto responsabile del servizio di misura installa un solo misuratore elettronico conforme ai requisiti stabiliti dalla medesima deliberazione per applicazioni di tipo monofase e trifase per le quali si prevede l'obbligo di rilevazione e immagazzinamento dei dati di misura su base oraria;

- con il TIV sono state stabilite disposizioni in materia di messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica prelevata finalizzate allo sviluppo del mercato elettrico verso i clienti finali;
- l'incremento della generazione diffusa, attuale e prospettico, determina la necessità di precisare la disciplina del trattamento delle immissioni di energia elettrica che si realizzino sia attraverso punti di immissione in cui avvengono prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare unicamente i soli servizi ausiliari di generazione, che attraverso punti di connessione in cui avvengono prelievi destinati ad alimentare il consumo di clienti finali;
- la disciplina del trattamento delle immissioni risulta un elemento indispensabile per il corretto funzionamento del sistema di ritiro dedicato stabilito dalla deliberazione n. 280/07, nonché del meccanismo di scambio sul posto definito dal TISP;
- la recente proliferazione di impianti di generazione diffusa connessi in bassa tensione e in media tensione, nonché l'ulteriore prevedibile sviluppo di tale tipo di generazione a seguito dell'estensione della disciplina dello scambio sul posto a 200 kW e dell'attuazione dei meccanismi di incentivazione per gli impianti da fonti rinnovabili fino a 1 MW previsti dalla legge finanziaria n. 244/07 rende necessario effettuare un'analisi sui meccanismi più efficienti per la gestione delle misure dell'energia elettrica immessa.

Ritenuto che sia opportuno:

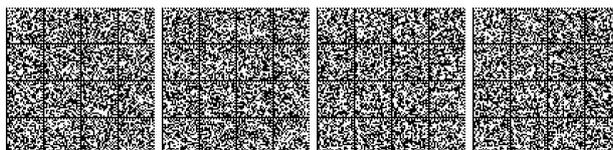
- stabilire disposizioni in materia di trattamento delle immissioni ai fini del dispacciamento dell'energia elettrica;
- che le disposizioni di cui al precedente alinea rispondano a criteri di efficienza e razionalità rispetto alle disposizioni attualmente vigenti per il trattamento dei prelievi di energia elettrica che hanno comportato la creazione di appositi sistemi di rilevazione e trattamento delle misure dell'energia elettrica scambiata con la rete elettrica nei punti di connessione;
- stabilire, in via transitoria per l'anno 2009, disposizioni particolari per quanto riguarda la misura dell'energia elettrica immessa nell'ambito dello scambio sul posto e il relativo trattamento ai fini del dispacciamento;
- modificare il TILP per tenere conto della nuova modalità di trattamento delle immissioni ai fini della determinazione del prelievo residuo di area;

- rinviare ad un successivo provvedimento:
  a) le modalità e le condizioni per l'attuazione dei piani di installazione dei misuratori per ottemperare agli obblighi previsti dalla deliberazione n. 292/06 in riferimento all'installazione dei misuratori elettronici bidirezionali e agli obblighi di installazione di misuratori orari in corrispondenza dei punti di connessione, così come definiti ai sensi del comma 21.3, lettera b), del TIT, in media tensione di impianti di produzione di energia elettrica con potenza nominale non superiore a 250 kW;
  b) la definizione, qualora necessaria, dei criteri di riconoscimento degli eventuali maggiori costi operativi associati alle predette attività, nonché degli eventuali maggiori costi operativi relativi al servizio di aggregazione

DELIBERA

1. di approvare le disposizioni in materia di trattamento delle immissioni di energia elettrica di cui all'*Allegato A*, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento;
2. di prevedere che l'Allegato A al presente provvedimento abbia effetti a partire dal 1 gennaio 2009;
3. di modificare il TIT, con decorrenza 1 gennaio 2009, così come segue:
   - all'articolo 22, il titolo dell'articolo è sostituito dal seguente: "Disposizioni relative ai punti di prelievo e di immissione in altissima, alta e media tensione";
   - al comma 22.1, dopo le parole "di prelievo" sono aggiunte le parole "e di immissione" e le parole "e ai punti di immissione relativi a impianti di produzione di energia elettrica, con potenza nominale superiore a 250 kW" sono soppresse;
4. di modificare il TILP così come segue:
   - all'articolo 1, comma 1.1, la lettera q) è sostituita dalla seguente:
     "q) **deliberazione ARG/elt 29/08** è la deliberazione dell'Autorità 12 marzo 2008, ARG/elt 29/08";
   - all'articolo 1, comma 1.1, dopo la lettera u) è aggiunta la seguente lettera:
     v) **deliberazione ARG/elt 178/08** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 10 dicembre 2008 ARG/elt 178/08;
   - all'articolo 6, comma 6.4, lettera a), le parole "nonché per l'energia immessa nei punti di immissione non dotati di misuratore orario" sono soppresse;
   - all'articolo 6, comma 6.4, lettera c), le parole "n. 52/04" sono sostituite dalle parole "ARG/elt 29/08";
   - all'articolo 6, comma 6.4, dopo la lettera c) è aggiunta la seguente lettera:
     d) per i punti di immissione non dotati di misuratore orario, ancorché coincidenti con punti di prelievo, si applica il profilo orario di immissione di cui alla deliberazione ARG/elt 178/08;
   - all'articolo 17, comma 17.1, lettera a), dopo le parole "mese precedente" sono aggiunte le parole "e lo comunica all'Autorità nelle modalità da questa definite";
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

Milano, 10 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Disposizioni in materia di trattamento delle immissioni di energia elettrica ai fini del dispacciamento dell'energia elettrica

Articolo 1
Definizioni e disposizioni generali

1.1 Ai soli fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07 (di seguito: TILP), nonché le ulteriori definizioni di seguito riportate

- **area di riferimento** è l'area di cui all'articolo 3 del TILP;
- **impresa distributrice di riferimento** è l'impresa distributrice di cui all'articolo 3, comma 3.1, lettera a), del TILP;
- **impresa distributrice sottesa** è l'impresa distributrice di cui all'articolo 3, comma 3.1, lettera b), del TILP;
- **potenza disponibile in immissione** è la massima potenza che può essere immessa nel punto di connessione senza che l'utente sia disconnesso;
- **potenza disponibile in prelievo** è la potenza disponibile di cui all'articolo 1, comma 1.1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: TIT);
- **potenza disponibile sul punto di connessione** è:
  a) la potenza disponibile in immissione per i punti di connessione in cui si verifichino prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari di generazione, ivi inclusi i prelievi degli impianti di pompaggio;
  b) la potenza disponibile in prelievo per tutti i punti di connessione diversi dai punti di cui alla lettera a).
- **punti di connessione trattati su base oraria** sono i punti di connessione di cui ai commi 3.1 e 3.2 del presente provvedimento;
- **punti di connessione non trattati su base oraria** sono i punti di connessione di cui al comma 3.3 del presente provvedimento;
- **trattamento delle immissioni per fasce** è l'utilizzo delle rilevazioni e delle registrazioni effettuate da un misuratore elettronico per la valorizzazione nelle diverse fasce orarie dell'energia elettrica immessa ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento;
- **trattamento delle immissioni su base oraria** è l'utilizzo delle rilevazioni e delle registrazioni effettuate da un misuratore orario per la valorizzazione, su base oraria, dell'energia elettrica immessa ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento;
- **unità di produzione 74/08** sono le unità di produzione dell'energia elettrica che si avvalgono della disciplina dello scambio sul posto di cui alla deliberazione n. ARG/elt 74/08;
- **unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW** sono le unità di produzione dell'energia elettrica che si avvalgono della disciplina dello scambio sul posto di cui alla deliberazione n. ARG/elt 74/08 connesse a punti di connessione con potenza disponibile sul punto di connessione non superiore a 55 kW;

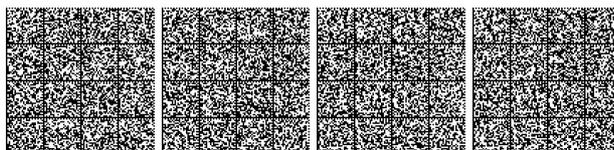
- **unità di produzione 74/08 con potenza disponibile superiore a 55 kW** sono le unità di produzione dell'energia elettrica che si avvalgono della disciplina dello scambio sul posto di cui alla deliberazione n. ARG/elt 74/08 connesse a punti di connessione con potenza disponibile sul punto di connessione superiore a 55 kW;

Articolo 2
Disposizioni in materia di installazione, manutenzione, raccolta, validazione, registrazione e programmazione dei misuratori dell'energia elettrica immessa e in materia di disponibilità delle misure

2.1 Con riferimento al servizio di misura dell'energia elettrica valgono le disposizioni di cui agli articoli 20 e 21 del TIT.

2.2 In presenza di punti di connessione a tensione nominale maggiore di 1 kV valgono le disposizioni in materia di installazione dei misuratori dell'energia elettrica e in materia di disponibilità delle misure di cui all'articolo 22 e all'articolo 28, comma 28.1 del TIT.

2.3 In presenza di un unico punto di connessione a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV utilizzato sia per prelievi che per immissioni di energia elettrica in cui i prelievi non sono destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari di generazione, valgono:
a) in materia di installazione dei misuratori, le disposizioni di cui all'articolo 23 e all'articolo 28, comma 28.2 del TIT e le disposizioni relative all'installazione dei misuratori bidirezionali di cui al comma 8.2 della deliberazione n. 292/06;
b) in materia di programmazione dei misuratori dell'energia elettrica e in materia di disponibilità delle misure, sia per le misure delle immissioni che per le misure dei prelievi, le disposizioni vigenti per i prelievi di energia elettrica dei clienti finali di cui all'articolo 18, all'articolo 19 e all'articolo 27, comma 27.7, lettera a), del TIV.

2.4 In presenza di un unico punto di connessione a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV utilizzato sia per prelievi che per immissioni di energia elettrica in cui i prelievi sono destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari di generazione, ivi inclusi i prelievi degli impianti di pompaggio:
a) si installano i misuratori elettronici bidirezionali con le stesse tempistiche previste per i punti di prelievo dalla deliberazione n. 292/06;
b) valgono, in materia di programmazione dei misuratori dell'energia elettrica e in materia di disponibilità delle misure, sia per le misure delle immissioni che per le misure dei prelievi, le disposizioni vigenti per i prelievi di energia elettrica dei clienti finali del mercato libero di cui all'articolo 18, all'articolo 19 e all'articolo 27, comma 27.7, lettera a), del TIV.

Articolo 3
Trattamento delle misure dell'energia elettrica immessa nell'ambito del servizio di dispacciamento

3.1 Per la gestione della generazione nell'ambito della disciplina del dispacciamento dell'energia elettrica, ai fini delle immissioni di energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi i punti di connessione a tensione nominale maggiore di 1 kV sono trattati su base oraria.

3.2 Per la gestione della generazione nell'ambito della disciplina del dispacciamento dell'energia elettrica, ai fini delle immissioni di energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi i punti di connessione a tensione nominale fino a 1 kV, con potenza disponibile sul punto di connessione superiore a 55 kW, sono trattati:
a) nei casi di presenza di misuratore orario o di misuratore elettronico messo in servizio, su base oraria secondo il profilo di immissione derivante dai dati di misura orari rilevati;
b) nei casi diversi da quelli di cui alla precedente lettera a), su base oraria secondo un profilo di immissione costante per tutte le ore che compongono ciascuna fascia oraria calcolato a partire dai dati rilevati per fascia oraria.

3.3 Per la gestione della generazione nell'ambito della disciplina del dispacciamento dell'energia elettrica, ai fini delle immissioni di energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi i punti di connessione a tensione nominale fino a 1 kV, con potenza disponibile sul punto di connessione pari o inferiore a 55 kW, sono trattati:
a) nei casi di presenza di misuratore orario o di misuratore elettronico messo in servizio, per fasce sulla base dei dati di misura rilevati su base mensile;
b) nei casi diversi da quelli di cui alla precedente lettera a):
   i. con potenza disponibile sul punto di connessione superiore a 16,5 kW, monorari sulla base dei dati di misura rilevati su base mensile secondo quanto previsto dall'articolo 18, comma 18.1bis, lettera a) del TIV;
   ii. con potenza disponibile sul punto di connessione pari o inferiore a 16,5 kW, monorari sulla base di una stima dell'energia elettrica immessa in ciascun mese basata sui dati storici di immissione, ovvero, in subordine, tenendo conto della producibilità dell'impianto di produzione interessato moltiplicata, in caso di autoconsumo, per il fattore convenzionale di cui al comma 9.1, lettera b).

3.4 Nei casi di cui al comma 3.3, lettera b), punto ii., ciascun gestore di rete è tenuto, entro il 28 febbraio di ogni anno, a raccogliere, rilevare e registrare il valore dell'energia elettrica effettivamente immessa nell'anno precedente.

3.5 Nei casi in cui le rilevazioni delle misure in immissione per i punti di cui ai commi 3.1, 3.2, e 3.3 lettera a), siano impedite da motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, i gestori di rete sono tenuti ad elaborare una stima dell'energia elettrica immessa per ciascuna fascia oraria, basata sui dati storici di immissione, ovvero, in subordine, tenendo conto della producibilità dell'impianto di produzione interessato moltiplicata, in caso di autoconsumo, per il fattore convenzionale di cui al comma 9.1, lettera b). La suddetta stima è trattata secondo quanto previsto ai commi 3.1, 3.2 e 3.3, lettera a).

3.6 Nei casi in cui le rilevazioni delle misure in immissione per i punti di cui al comma 3.3 lettera b), punto i., siano impedite da motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, i gestori di rete sono tenuti ad elaborare una stima dell'energia elettrica immessa in ciascun mese, basata sui dati storici di immissione, ovvero, in subordine, tenendo conto della producibilità dell'impianto di produzione interessato moltiplicata, in caso di autoconsumo, per il fattore convenzionale di cui al comma 9.1, lettera b). La suddetta stima è trattata secondo quanto previsto al comma 3.3, lettera b).

Articolo 4
Aggregazione delle misure delle immissioni di energia elettrica delle unità di produzione diverse dalle unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW

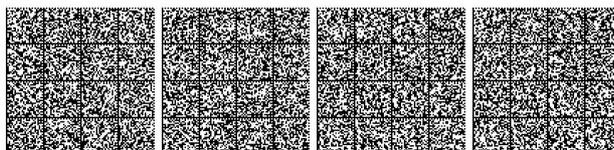
4.1 Ai fini dell'aggregazione delle misure delle immissioni di energia elettrica delle unità di produzione diverse dalle unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW valgono le disposizioni di cui agli articoli 33, 34 e 36 della deliberazione n. 111/06.

4.2 L'energia immessa in ciascuna ora dai punti di connessione non corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW e non trattati su base oraria è determinata dal gestore di rete competente ai sensi dell'articolo 6.

Articolo 5
Aggregazione delle misure delle immissioni di energia elettrica delle unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW

5.1 Le imprese distributrici sottese aggregano e comunicano, entro il giorno quindici (15) del mese successivo a quello di competenza, alle imprese distributrici di riferimento le misure delle immissioni di energia elettrica relative ai punti di connessione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW connesse alla propria rete.

5.2 Le imprese distributrici di riferimento aggregano e comunicano, entro il giorno venti (20) del mese successivo a quello di competenza, a Terna le misure delle immissioni di energia elettrica relative ai punti di connessione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW ad esse comunicate dalle imprese distributrici sottese ai sensi del comma precedente, nonché delle immissioni di energia elettrica relative ai punti di connessione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW connesse alla propria rete e ubicate all'interno della propria area di riferimento.

5.3 Terna, per ciascuna zona di mercato, aggrega le misure delle immissioni di energia elettrica relative ai punti di connessione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW ad essa comunicate dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi del comma precedente, nonché delle immissioni di energia elettrica relative ai punti di connessione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW connesse alla propria rete

5.4 Nell'adempimento delle disposizioni del presente articolo le imprese distributrici utilizzano, per i punti di connessione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 non trattati su base oraria il profilo orario convenzionale determinato ai sensi dell'articolo 7.

Articolo 6

Profilo orario delle immissioni non trattate su base oraria ai fini del dispacciamento relative ad unità di produzione diverse dalle unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW

6.1 Ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento, l'energia immessa in ciascuna ora da ciascun punto di connessione di cui al comma 3.3 lettera a) è pari al rapporto fra l'energia immessa dal medesimo punto di connessione nella fascia oraria e nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore della medesima fascia.

6.2 Ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento, l'energia immessa in ciascuna ora da ciascun punto di connessione di cui al comma 3.3 lettera b) è pari al rapporto fra l'energia immessa dal medesimo punto di connessione nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore del medesimo mese.

Articolo 7

Profilo orario convenzionale delle immissioni non trattate su base oraria ai fini del dispacciamento relative ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW

7.1 Ai fini dell'aggregazione delle misure, ogni gestore di rete, per ciascuna area di riferimento, calcola il profilo orario convenzionale dell'energia complessivamente immessa da tutti i punti di connessione di cui al comma 3.3 lettera a) corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW connesse alla propria rete come rapporto, in ciascuna ora, fra l'energia complessivamente immessa dai medesimi punti di connessione nella fascia oraria e nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore della medesima fascia.

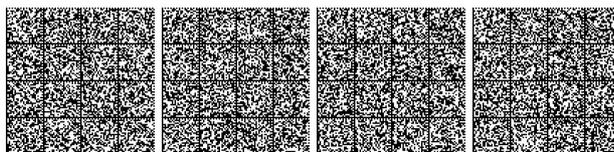
7.2 Ai fini dell'aggregazione delle misure, ogni gestore di rete, per ciascuna area di riferimento, calcola il profilo orario convenzionale dell'energia complessivamente immessa da tutti i punti di connessione di cui al comma 3.3 lettera b) corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW connesse alla propria rete come rapporto, in ciascuna ora, fra l'energia complessivamente immessa dai medesimi punti di connessione nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore del medesimo mese.

Articolo 8
Obblighi informativi

8.1 Le imprese distributrici di riferimento, le imprese distributrici sottese comunicano, entro il giorno quindici (15) del mese successivo a quello di competenza, al Gestore dei Servizi Elettrici (di seguito: GSE) le misure delle immissioni di energia elettrica relative a ciascun punto di connessione corrispondente ad una unità di produzione diversa dalle unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW connessa alla propria rete e per la quale il GSE è utente del dispacciamento in immissione. A tal fine le imprese distributrici comunicano al GSE, secondo le medesime modalità e formati con cui avviene la comunicazione di cui al comma 34.1 della deliberazione n. 111/06, per ciascuno dei predetti punti di connessione il profilo orario delle immissioni relative al mese di competenza.

8.2 Le imprese distributrici comunicano, secondo modalità e formati stabiliti dal GSE, entro il giorno venti (20) del mese successivo a quello di competenza, al Gestore dei Servizi Elettrici (di seguito: GSE) le misure delle immissioni di energia elettrica relative a ciascun punto di connessione corrispondente ad una unità di produzione 74/08 con potenza disponibile fino a 55 kW connessa alla propria rete. A tal fine le imprese distributrici comunicano al GSE per ciascun punto di connessione:
a) il profilo orario delle immissioni relative al mese di competenza nel caso di punti di connessione trattati su base oraria;
b) il valore mensile dell'energia immessa in ciascuna fascia oraria del mese di competenza nel caso di punti di connessione non trattati su base oraria di cui al comma 3.3, lettera a);
c) il valore dell'energia immessa nel mese di competenza nel caso di punti di connessione non trattati su base oraria di cui al comma 3.3, lettera b), punto i.;
d) il valore dell'energia immessa stimata ai sensi del comma 3.3, lettera b), punto ii., e relativa al mese di competenza nel caso di punti di connessione non trattati su base oraria di cui al comma 3.3, lettera b), punto ii..

8.3 Terna rende disponibili al GSE entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza le comunicazioni ricevute dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi del comma 5.2, nonché la misura aggregata dell'energia elettrica immessa in rete in riferimento a ciascun punto di dispacciamento nella titolarità del GSE e a ciascun periodo rilevante.

8.4 Nella relazione mensile di cui al comma 35.7 della deliberazione n. 111/06, Terna include le informazioni sul rispetto degli obblighi informativi di cui è destinataria ai sensi del presente articolo, corredata delle evenienze di inottemperanza, di ritardo e delle eventuali rettifiche, con evidenza dei soggetti interessati, delle cause determinanti le anomalie e delle eventuali partite fisiche di rettifica insorgenti da tali processi correttivi.

8.5 Entro il 28 febbraio 2009, le imprese distributrici elaborano e trasmettono alla Direzione Mercati dell'Autorità un rapporto nel quale indicano un piano di installazione dei misuratori per ottemperare agli obblighi previsti dalla deliberazione n. 292/06 in riferimento all'installazione dei contatori elettronici bidirezionali e agli obblighi di installazione di misuratori orari in corrispondenza dei punti di connessione, così come definiti ai sensi del comma 21.3, lettera b), del TIT, in media tensione di impianti di produzione di energia elettrica con potenza nominale non superiore a 250 kW.

Articolo 9
Disposizioni transitorie e finali

9.1 Fino al 31 dicembre 2009:
 a) il trattamento delle immissioni di energia elettrica in punti di connessione a tensione nominale fino a 1 kV, con potenza disponibile superiore a 55 kW, in deroga alle disposizioni di cui al comma 3.2, lettera a), è effettuato su base oraria secondo un profilo di immissione costante per tutte le ore che compongono ciascuna fascia oraria calcolato a partire dai dati rilevati per fascia oraria;
 b) il fattore convenzionale di cui ai commi 3.3, 3.5 e 3.6 è posto pari a 0,8.

9.2 Per i punti di connessione a tensione nominale minore o uguale a 1 kV, nei quali i prelievi siano destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari di generazione, ivi inclusi i prelievi degli impianti di pompaggio, che alla data della pubblicazione del presente provvedimento siano già equipaggiati con misuratori orari dell'energia immessa e prelevata non vi è obbligo di installazione dei misuratori elettronici di cui al comma 2.1 del presente provvedimento, fermi restando gli obblighi di cui al presente provvedimento nel caso si renda necessaria la sostituzione del misuratore.

9.3 Per i punti di connessione a tensione nominale minore o uguale a 1 kV, nei quali i prelievi non siano destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari di generazione, ivi inclusi i prelievi degli impianti di pompaggio, per i quali l'immissione in rete di energia elettrica attiva, o la possibile immissione in rete di energia elettrica attiva, per via della presenza di un impianto di generazione nell'impianto del cliente, è stata attivata anteriormente all'1 gennaio 2008, vi è l'obbligo di installazione dei misuratori elettronici bidirezionali di cui al comma 2.1 del presente provvedimento.

9.4 Ai fini del presente provvedimento, l'energia elettrica immessa da ciascun punto di connessione sono aumentate del fattore percentuale per tenere conto delle perdite standard di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui al comma 12.6 della deliberazione n. 111/06.

09A00778

DELIBERAZIONE 11 dicembre 2008.

Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n.281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica. (Deliberazione ARG/elt 179/08).

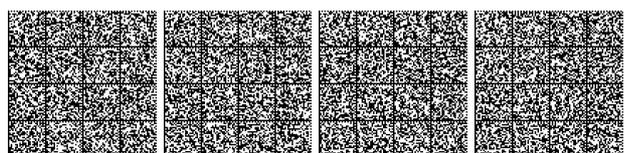
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione dell'11 dicembre 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005, recante "Modalità e criteri per il rilascio dell'esenzione dalla disciplina del diritto di accesso dei terzi alle nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati" (di seguito: decreto 21 ottobre 2005);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 281/05);
- la deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2007, n. 40/07 (di seguito: deliberazione n. 40/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, allegato alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: TIT);
- la norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-16 (di seguito: norma CEI 0-16);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 (di seguito: deliberazione n. 99/08);
- la lettera del Sottosegretario di Stato alla Presidenza del Consiglio dei Ministri del 3 dicembre 2008, prot. 4468SSL/08 (prot. Autorità n. 38072 del 3 dicembre 2008).

Considerato che:

- in seguito all'adozione della deliberazione n. 99/08 alcuni gestori di rete e alcuni produttori hanno rappresentato all'Autorità la necessità di effettuare approfondimenti relativi ad alcuni aspetti della medesima deliberazione;
- gli approfondimenti di cui al precedente alinea hanno evidenziato, tra l'altro, l'esigenza di:
    a) precisare la definizione di data di ricevimento di una comunicazione nel caso in cui tale comunicazione sia inviata tramite fax o raccomandata;
    b) definire procedure semplificate nei casi in cui il richiedente intende richiedere al gestore di rete più di una connessione per impianti ubicati nella stessa area;

c) evitare che il richiedente sostenga un costo, pari al 30% del corrispettivo per la connessione, anche nel caso in cui l'iter autorizzativo per la connessione non abbia esito positivo;
d) prevedere che il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dai gestori di rete per la gestione dell'iter autorizzativo sia versato dal richiedente prima dell'avvio dell'iter autorizzativo, anziché solo a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni;
e) prevedere che, ove consentita la realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, i costi che rimangono in capo al richiedente siano i medesimi sia nel caso in cui il richiedente realizzi in proprio la connessione che nel caso in cui la connessione sia realizzata dal gestore di rete;

- con sentenza n. 2823 del 2006 (di seguito: sentenza del TAR n. 2823/2006), il Tribunale Amministrativo della Lombardia ha annullato l'articolo 13, comma 13.4, della deliberazione n. 281/05 sulla base della motivazione per la quale, l'Autorità avrebbe omesso di adottare un meccanismo di riparto dei costi proporzionale ai benefici conseguiti da tutti i produttori per effetto di realizzazione di opere corrispondenti a soluzioni tecniche minime potenzialmente idonee ad arrecare beneficio a terzi (che, nel qual caso, devono essere chiamati a sostenerne i costi nelle forme e nei modi che spetta all'Autorità definire);
- è necessario, pertanto, rivedere la definizione delle modalità di determinazione del corrispettivo di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi, previsto dalla deliberazione n. 281/05, in ottemperanza a quanto indicato nella sentenza del TAR n. 2823/2006;
- tra le segnalazioni pervenute all'Autorità è stato rappresentato il fatto che l'andamento delle richieste di connessione alla reti di distribuzione di impianti di produzione di energia elettrica ha registrato una rilevante flessione negli ultimi mesi dell'anno 2008, e che tale flessione, a detta dei gestori di rete interessati, sia da attribuire al fatto che i produttori di energia elettrica interessati ad ottenere la connessione alla rete attendano l'entrata in operatività delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 99/08;
- come conseguenza di quanto indicato al precedente alinea, sempre secondo quanto sostenuto dai gestori di rete interessati, sia da attendersi un rilevante ammontare di richieste di connessione nei primi mesi dell'anno 2009 che potrebbe determinare ritardi in capo alle imprese distributrici nello svolgimento delle attività per l'erogazione del servizio di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica.

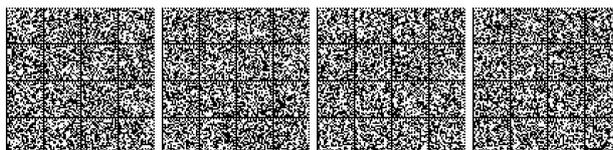
Ritenuto opportuno:

- prevedere che, anche sulla base delle segnalazioni pervenute:
  a) la data di ricevimento di una comunicazione sia definita nel caso in cui le comunicazioni siano effettuate tramite fax ovvero tramite raccomandata con ricevuta di ritorno, escludendo la possibilità di inviare normali lettere, nel qual caso la data di ricevimento non risulta univocamente determinabile e notificabile;

b) nel caso in cui il richiedente intenda richiedere al gestore di rete più di una connessione per impianti ubicati nella stessa area, venga effettuata un'unica richiesta di connessione in cui viene indicata una potenza richiesta in immissione pari alla somma delle potenze richieste in immissione per ciascun impianto, e che il gestore di rete predisponga un unico preventivo;
c) il gestore di rete, nel caso di esito negativo dell'iter autorizzativo, restituisca al richiedente il corrispettivo pagato all'atto di accettazione del preventivo, maggiorato del tasso legale di interesse, e che, in tal caso, il preventivo per la connessione si intenda decaduto;
d) il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dai gestori di rete per la gestione dell'iter autorizzativo sia versato dal richiedente prima dell'avvio dell'iter autorizzativo;
e) i costi che rimangono in capo al richiedente siano i medesimi sia nel caso in cui il richiedente realizzi in proprio la connessione che nel caso in cui la connessione sia realizzata dal gestore di rete, tenendo conto delle diverse definizioni dei corrispettivi per la connessione;

- modificare l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 secondo quanto elencato nel precedente alinea;
- modificare la deliberazione n. 281/05 al fine di ottemperare a quanto indicato nella sentenza del TAR n. 2823/2006, applicando modalità analoghe a quelle di cui alla deliberazione n. 99/08;
- prevedere che le imprese distributrici con più di 100.000 clienti comunichino tempestivamente all'Autorità, informazioni relative al tasso di incremento nel tempo del numero di richieste di connessione, rispetto al tasso mediamente registrato negli anni 2007 e 2008, al fine di valutare eventuali disposizioni transitorie per la prima fase di attuazione del TICA

DELIBERA

1. di modificare l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 nei punti di seguito indicati:
   - all'articolo 1, comma 1.1, lettera h), il primo alinea è sostituito dai seguenti: "
     - per le comunicazioni trasmesse tramite fax, il giorno risultante dalla ricevuta del fax;
     - per le comunicazioni trasmesse tramite raccomandata con ricevuta di ritorno, il giorno lavorativo successivo a quello risultante dall'avviso di ricevimento della raccomandata;"
   - all'articolo 1, comma 1.1, dopo la lettera gg), è inserita la seguente: "
     hh) **lotto di impianti di produzione** è un gruppo di impianti di produzione distinti, alimentati da fonti rinnovabili e/o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, ubicati sullo stesso terreno o su terreni adiacenti eventualmente separati unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua."
   - all'articolo 3, comma 3.3, la lettera i) è sostituita dalla seguente: "
     i) un piano particellare dell'opera che evidenzi le proprietà dei terreni sui quali l'impianto di produzione è destinato ad insistere;"

- all'articolo 6, comma 6.3, lettera g), dopo le parole "pratica di connessione" sono aggiunte le seguenti "(codice pratica CP)";
- all'articolo 6, al termine del comma 6.6 è aggiunta la seguente frase: "L'impresa distributrice, nel caso di esito negativo dell'iter autorizzativo, restituisce al richiedente il corrispettivo pagato all'atto di accettazione del preventivo, maggiorato del tasso legale di interesse. In tal caso il preventivo per la connessione si intende decaduto.";
- all'articolo 7, comma 7.1, dopo le parole "nel preventivo per la connessione" sono aggiunte le seguenti ", descrivendo gli interventi da effettuare sulle infrastrutture in alta tensione.";
- all'articolo 8, comma 8.6, il primo periodo è sostituito dal seguente: "Fatto salvo quanto previsto al comma 8.7, il richiedente versa, prima dell'avvio dell'iter autorizzativo, all'impresa distributrice un corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dalla medesima impresa distributrice per la gestione dell'iter autorizzativo.";
- dopo l'articolo 12 è inserito il seguente: "

Articolo 12 bis

Disposizioni per le connessioni di un lotto di impianti di produzione

12 bis.1 Qualora il richiedente abbia la necessità di connettere alla rete elettrica un lotto di impianti di produzione può avvalersi della procedura disciplinata dalle disposizioni di cui ai commi da 12 bis.2 a 12 bis.6.

12 bis.2 La richiesta di connessione è unica per ciascun lotto di impianti di produzione. La richiesta di connessione deve indicare, oltre ai dati e alle informazioni previste all'articolo 3, anche il numero degli impianti che fanno parte del lotto e, per ciascuno di essi, la potenza nominale e la potenza in immissione richiesta. La potenza in immissione richiesta di cui al comma 3.3, lettera b) è pari alla somma delle potenze in immissione richieste per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto.

12bis.3 L'impresa distributrice predispone un unico preventivo che prevede la realizzazione di una connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto.

12bis.4 Il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto è determinato ai sensi dell'articolo 2, comma 2.4, facendo riferimento alla potenza in immissione richiesta di ciascun impianto.

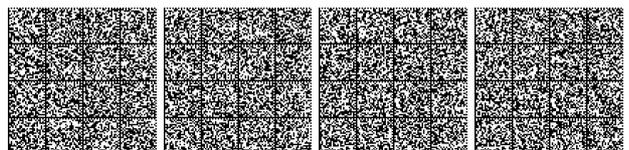
12bis.5 Qualora la potenza in immissione richiesta, calcolata ai sensi del comma 12bis.2, sia maggiore di 6.000 kW, si applicano le condizioni previste nella Parte IV del presente provvedimento, relative alle connessioni alle reti in alta e altissima tensione.

12bis.6 Qualora la potenza in immissione richiesta, calcolata ai sensi del comma 12 bis.2, non superi 6.000 kW, si applicano le condizioni previste nella Parte III del presente provvedimento, relative alle connessioni alle reti in bassa e media tensione. A tal fine, i parametri D_A e D_B di cui all'articolo 10, comma 10.1, sono determinati considerando la media delle distanze di cui al comma 10.1 calcolate relativamente a ciascun punto di connessione degli impianti di produzione appartenenti al lotto.

12bis.7 Qualora un medesimo richiedente presenti, nell'arco di 6 mesi, più richieste di connessione alla rete di impianti di produzione riconducibili alla fattispecie di lotto di impianti di produzione, le tempistiche di cui ai commi 6.1 e 7.1, per le richieste di connessione successive alla prima, sono raddoppiate.";

- all'articolo 15, comma 15.2, le parole ", a titolo gratuito," sono soppresse;
- all'articolo 15, il comma 15.4 è sostituito dal seguente: "
  15.4 Nei casi in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzazione in proprio della connessione, ai sensi del comma 15.1, l'impresa distributrice versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard di cui all'articolo 11 e il corrispettivo per la connessione di cui all'articolo 10. Qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero.";
- all'articolo 18, comma 18.2, lettera a), le parole "infrastrutture di" sono soppresse;
- all'articolo 18, comma 18.2, dopo la lettera k) è inserita la seguente: "
  l) le modalità di modifica dei tempi di risposta del gestore di rete di cui alla lettera b) e dei tempi di realizzazione degli impianti di rete di cui alla lettera e) nei casi previsti dall'articolo 27.";
- all'articolo 19, comma 19.1, lettera e), dopo le parole "pratica di connessione" sono inserite le seguenti "(codice pratica CP)";
- all'articolo 19, comma 19.3, le parole "Nei casi di cui la soluzione tecnica" sono sostituite dalle seguenti "Nei casi in cui la soluzione tecnica";
- all'articolo 19, il comma 19.6 è sostituito dal seguente: "
  19.6 Il gestore di rete, a seguito di specifica richiesta da parte del richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, è tenuto a ricomprendere tra gli impianti di rete per la connessione l'impianto per la connessione individuato inizialmente come impianto di utenza per la connessione.";
- all'articolo 19, dopo il comma 19.6, è inserito il seguente: "

19.7 Nei casi di cui al comma 3.4, si applicano le medesime disposizioni di cui al comma 6.4.";

- all'articolo 20, il comma 20.6 è sostituito dal seguente: "
  20.6 Fatto salvo quanto previsto al comma 20.7, il richiedente versa, prima dell'avvio dell'iter autorizzativo, al gestore di rete il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dal medesimo gestore di rete per la gestione dell'iter autorizzativo, definito secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera k).";
- all'articolo 20, comma 20.7, le parole "dalla medesima impresa distributrice" sono sostituite dalle seguenti: "dal medesimo gestore di rete";

- all’articolo 21, comma 21.3, lettera c), le parole “lettera a);” sono sostituite dalle seguenti “lettera a) e b).”;
- all’articolo 29, il comma 29.4, è sostituito dal seguente “
  29.4 Nel caso in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzazione in proprio dell’impianto di rete per la connessione, ai sensi del comma 29.1, il gestore di rete versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo medio di realizzazione dell’impianto di rete per la connessione e il corrispettivo di connessione di cui al comma 25.2 ovvero al comma 26.2. Il costo medio di realizzazione dell’impianto di rete per la connessione, è convenzionalmente definito dal gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all’articolo 18. Le condizioni di pagamento sono definite nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all’articolo 18, prevedendo tempistiche non superiori a 5 anni dalla definizione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero.”;

2. di modificare l’Allegato A alla deliberazione n. 281/05 nei seguenti punti:
   - all’articolo 13, il comma 13.4 è sostituito dal seguente: “
     13.4 Nel caso in cui il soggetto richiedente non si avvalga della facoltà di cui all’articolo 12, il corrispettivo di connessione è pari al prodotto tra:
     a) il maggior valore tra zero e la differenza tra i costi di cui all’articolo 8, comma 8.7, lettera c., e il parametro-soglia di cui alla tabella n. 2 allegata al presente provvedimento e
     b) il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell’impianto di rete per la connessione, definita in condizioni normali di funzionamento.”;
   - all’articolo 13, il comma 13.5 è sostituito dal seguente: “
     13.5 Nel caso in cui il soggetto richiedente si avvalga della facoltà di cui all’articolo 12, al medesimo sarà versato, dal gestore di rete interessato dalla connessione, un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra i costi di cui all’articolo 8, comma 8.7, lettera c, e il corrispettivo per la connessione di cui al comma 13.4. ”;
3. di prevedere che le imprese distributrici con più di 100.000 clienti comunichino tempestivamente all’Autorità, informazioni relative al tasso di incremento nel tempo del numero di richieste di connessione, rispetto al tasso mediamente registrato negli anni 2007 e 2008, al fine di valutare eventuali disposizioni transitorie per la prima fase di attuazione del TICA;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 11 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

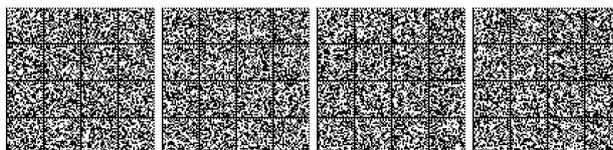
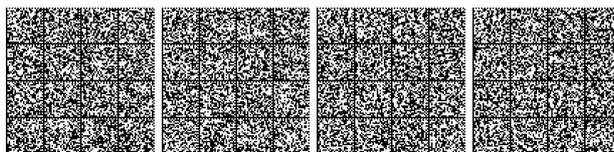



Tabella 1

Parametri per la determinazione della soglia per le rinnovabili	
Connessioni in alta e altissima tensione	
Plc (parametro per linea in cavo)	100 k€/km (fino a un massimo di 1 km)
Pla (parametro per linea aerea)	40 k£/km (fino a un massimo di 1 km)

Per composizioni miste (sia linea aerea che linea in cavo) il valore massimo di 1 km è da intendersi una sola volta per l'intera linea. I contributi alla soglia saranno determinati in maniera proporzionale alle effettive lunghezze dei due tratti di linea.

ALLEGATO *A*

TESTO INTEGRATO DELLE CONDIZIONI TECNICHE ED ECONOMICHE PER LA CONNESSIONE ALLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE
(TESTO INTEGRATO DELLE CONNESSIONI ATTIVE - TICA)

PARTE I
PARTE GENERALE

TITOLO I
DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 come successivamente modificato e integrato, integrate come segue:

a) **accettazione del preventivo per la connessione** è l'accettazione da parte del richiedente delle condizioni esposte nel preventivo per la connessione;
b) **connessione** è il collegamento ad una rete di un impianto elettrico per il quale sussiste la continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete medesima;
c) **data di invio di una comunicazione** è:
   - per le comunicazioni scritte, la data risultante dalla ricevuta del fax, ovvero dalla ricevuta o timbro postale di invio;
   - per le comunicazioni trasmesse tramite portale informatico, la data di inserimento della comunicazione nel sistema informativo comprovata da apposita ricevuta rilasciata all'atto dell'inserimento;
   - per le comunicazioni trasmesse tramite posta elettronica certificata, la data di invio della comunicazione;
   - per le comunicazioni presentate presso uffici, la data di presentazione a fronte del rilascio di una ricevuta;
d) **data di completamento della connessione** è la data di invio del documento relativo al completamento della realizzazione e alla disponibilità all'entrata in esercizio della connessione;
e) **data di accettazione del preventivo per la connessione** è la data di invio del documento relativo all'accettazione del preventivo per la connessione;
f) **data di completamento dell'impianto** è la data di invio della comunicazione del completamento della realizzazione dell'impianto di produzione;
g) **data di messa a disposizione del preventivo per la connessione** è la data di invio del documento relativo al preventivo per la connessione;
h) **data di ricevimento di una comunicazione** è:
   - per le comunicazioni trasmesse tramite fax, il giorno risultante dalla ricevuta del fax;
   - per le comunicazioni trasmesse tramite raccomandata con ricevuta di ritorno, il giorno lavorativo successivo a quello risultante dall'avviso di ricevimento della raccomandata;

- per le comunicazioni trasmesse tramite portale informatico, la data di inserimento della comunicazione nel sistema informativo comprovata da apposita ricevuta rilasciata all'atto dell'inserimento;
- per le comunicazioni trasmesse tramite posta elettronica certificata, la data di invio della comunicazione;
- per le comunicazioni presentate presso uffici, la data di presentazione a fronte del rilascio di una ricevuta;

i) **data di completamento dei lavori sul punto di connessione** è la data di ricevimento della comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente è tenuto a rendere disponibili sul punto di connessione;

j) **giorno lavorativo** è un giorno non festivo della settimana compreso tra lunedì e venerdì inclusi;

k) **gestore di rete** è il soggetto concessionario del servizio di distribuzione o di trasmissione della rete elettrica;

l) GSE è la società Gestore dei servizi elettrici - GSE Spa;

m) **impresa distributrice** è l'impresa di cui all'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, concessionaria del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai sensi dei medesimi articolo e comma;

n) **impianto di produzione** è l'insieme del macchinario, dei circuiti, dei servizi ausiliari, delle apparecchiature e degli eventuali carichi per la generazione di energia elettrica;

o) **impianto per la connessione** è l'insieme degli impianti necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione;

p) **impianto di rete per la connessione** è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete con obbligo di connessione di terzi;

q) **impianto di utenza per la connessione** è la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente;

r) **lavori semplici** sono la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura;

s) **lavori complessi** sono la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici;

t) **linee elettriche di cui al decreto 21 ottobre 2005** sono le linee elettriche transfrontaliere realizzate in attuazione del decreto 21 ottobre 2005;

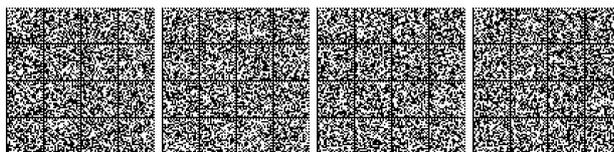
u) **potenza già disponibile in immissione** è la massima potenza che può essere immessa in un punto di connessione esistente senza che l'utente sia disconnesso prima della richiesta di connessione;

v) **potenza già disponibile in prelievo** è la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione esistente prima della richiesta di connessione, senza che il cliente finale sia disalimetato;

w) **potenza già disponibile per la connessione** è il valore massimo tra la potenza già disponibile in prelievo e la potenza già disponibile in immissione;

x) **potenza in immissione richiesta** è il valore della potenza in immissione complessivamente disponibile dopo gli interventi da effettuare senza che l'utente sia disconnesso;

y) **potenza aggiuntiva richiesta in immissione** è la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile in immissione;

z) **potenza ai fini della connessione** è pari al maggiore valore tra zero e la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile per la connessione;

aa) **servizio di connessione** è l'adempimento, da parte del gestore di rete, all'obbligo previsto dall'articolo 3, comma 1 e dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99;
bb) **richiedente** è il soggetto titolare di una richiesta di accesso alle infrastrutture di rete con obbligo di connessione di terzi finalizzata alla connessione di impianti di produzione di energia elettrica;
cc) **soluzione tecnica minima per la connessione** è la soluzione per la connessione, elaborata dal gestore di rete in seguito ad una richiesta di connessione, necessaria e sufficiente a soddisfare la predetta richiesta, compatibilmente con i criteri di dimensionamento per intervalli standardizzati dei componenti adottati dal gestore della rete a cui la connessione si riferisce;
dd) **sviluppo** è un intervento di espansione o di evoluzione della rete elettrica, motivato, in particolare, dall'esigenza di estendere la rete per consentire la connessione di impianti elettrici di soggetti terzi alla rete medesima;
ee) **tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione** è il tempo intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta di connessione, corredata da tutte le informazioni come definite nel presente provvedimento, e la data di messa a disposizione del preventivo per la connessione. Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione comprende i tempi necessari per l'effettuazione di eventuali verifiche e sopralluoghi;
ff) **tempo di realizzazione della connessione** è il tempo intercorrente tra la data di completamento dei lavori sul punto di connessione e la data di completamento della connessione;
gg) **Terna** è la società Tema Spa;
hh) **lotto di impianti di produzione** è un gruppo di impianti di produzione distinti, alimentati da fonti rinnovabili e/o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, ubicati sullo stesso terreno o su terreni adiacenti eventualmente separati unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua.

Articolo 2
Ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento defmisce le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi di impianti di produzione di energia elettrica, anche per il tramite di un punto di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi esistente.

2.2 Le modalità e le condizioni di cui al presente provvedimento si applicano alle richieste di nuove connessioni e alle richieste di adeguamento di una connessione esistente conseguenti alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica o alla modifica di impianti di produzione esistenti. Le disposizioni di cui al presente provvedimento si applicano, altresì, alle richieste di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi stabilite sul territorio nazionale di linee elettriche di cui al decreto 21 ottobre 2005.

2.3 Il servizio di connessione è erogato dai soggetti concessionari dei servizi di trasmissione o di distribuzione. Nel caso di connessioni a reti elettriche con obbligo di connessione di terzi gestite da soggetti non titolari di concessione di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica, le disposizioni di cui al presente provvedimento sono attuate, rispettivamente, da Tenta o dall'impresa distributrice competente per ambito territoriale in coordinamento con i gestori delle predette reti elettriche.

2.4 Il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione è determinato sulla base delle seguenti condizioni:

a) per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, il servizio di connessione è erogato in bassa tensione;

b) per potenze in immissione richieste fino a 6.000 kW, il servizio di connessione è erogato in media tensione, fatto salvo quanto previsto alla lettera a);

c) nel caso di connessione esistente, il servizio di connessione è erogato al livello di tensione della connessione esistente nei limiti di potenza già disponibile per la connessione;

d) le condizioni di cui alle precedenti lettere a) e b) non escludono la possibilità, sulla base di scelte tecniche effettuate dal gestore di rete, di erogare il servizio di connessione in bassa o media tensione per potenze in immissione richieste superiori, rispettivamente, a 100 kW o a 6.000 kW.

PARTE II

RICHIESTE DI CONNESSIONE

Articolo 3

Richiesta di connessione

3.1 Le richieste di connessione:

a) riguardanti una potenza in immissione richiesta inferiore a 10.000 kW, devono essere presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale;
b) riguardanti una potenza in immissione richiesta uguale o superiore a 10.000 kW, devono essere presentate a Tema.

3.2 Le richieste di adeguamento di una connessione esistente devono essere presentate a Tema nel caso in cui l'impianto sia già connesso alla rete di trasmissione e all'impresa distributrice competente per ambito territoriale nel caso in cui l'impianto sia già connesso alla rete di distribuzione.

3.3 La richiesta di cui al comma 3.1 deve recare:

a) i dati identificativi del richiedente;
b) il valore della potenza in immissione richiesta al termine del processo di connessione, espressa in kW;
c) la potenza nominale dell'impianto di produzione a cui si riferisce la richiesta di connessione, ovvero il valore dell'aumento di potenza dell'impianto di generazione elettrica installato;
d) in caso di richiesta di adeguamento di una connessione esistente, i dati identificativi del punto di connessione esistente, unitamente alla potenza già disponibile in immissione e alla potenza già disponibile in prelievo;
e) la fonte primaria utilizzata per la produzione di energia elettrica;
f) la data prevista di avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto, di conclusione di detti lavori di realizzazione e di entrata in esercizio dell'impianto di produzione;
g) la documentazione progettuale degli interventi previsti secondo quanto indicato nella norma CEI 0-2;
h) eventuali esigenze tecniche dell'utente della rete che possono influire sulla definizione della soluzione per la connessione;
i) un piano particellare dell'opera che evidenzi le proprietà dei terreni sui quali l'impianto di produzione è destinato ad insistere;
j) un documento, mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante la disponibilità del sito oggetto dell'installazione degli impianti per la produzione di energia elettrica. Tale documento deve indicare almeno i presupposti di tale disponibilità in termini di proprietà o di eventuali diritti di utilizzo. Detta disponibilità non è richiesta laddove la procedura autorizzativa richieda l'esistenza di un preventivo per la connessione già accettato;
k) nel caso di impianti cogenerativi, l'eventuale attestazione del rispetto o meno delle condizioni di cui alla deliberazione n. 42/02;

1) nel caso di centrali ibride, l'eventuale attestazione del rispetto o meno delle condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03; m) la documentazione attestante l'avvenuto pagamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo di cui all'articolo 5.

3.4 Il richiedente può indicare nella richiesta di connessione un punto esistente della rete con obbligo di connessione di terzi al quale il gestore di rete dovrà riferirsi per la determinazione della soluzione per la connessione.

Articolo 4

Ulteriori disposizioni ai fini della richiesta di connessione

4.1 Terna e le imprese distributrice elaborano e pubblicano un modello standard per la presentazione della richiesta di connessione sulla base di quanto disposto dall'articolo 3.

4.2 Terna e le imprese distributrici possono specificare, previa positiva verifica da parte della Direzione Mercati dell'Autorità sulla base di specifica richiesta da parte dei predetti soggetti, eventuali ulteriori informazioni rispetto a quelle di cui al comma 3.3 che il richiedente deve fornire all'atto della richiesta di connessione.

4.3 Nel caso di adeguamento di una connessione esistente, il richiedente deve coincidere con il titolare del punto di connessione esistente ovvero con un soggetto mandatario del medesimo titolare.

Articolo 5

Corrispettivo per l 'ottenimento del preventivo

5.1 All'atto della presentazione della richiesta di cui al comma 3.1, il richiedente *è* tenuto a versare a Terna o all'impresa distributrice un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo pari a:

a) 100 euro per potenze in immissione richieste fino a 50 kW;
b) 200 euro per potenze in immissione richieste superiori a 50 kW e fino a 100 kW;
c) 500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 500 kW;
d) 1.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 500 kW 1.000 kW;
e) 2.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

PARTE III

CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI IN BASSA E MEDIA TENSIONE

TITOLO I

CONDIZIONI PROCEDURALI

Articolo 6

Preventivo e procedure per la connessione

6.1 Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è pari al massimo a:

a) 20 (venti) giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
b) 45 (quarantacinque) giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
c) 60 (sessanta) giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Qualora sia necessaria l'effettuazione di un sopralluogo e il richiedente richieda che l'appuntamento fissato dall'impresa distributrice sia rimandato, il tempo intercorrente tra la data proposta dall'impresa distributrice e la data effettiva del sopralluogo non deve essere conteggiato nel calcolo del tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione.

6.2 Il preventivo per la connessione deve avere validità pari a 45 (quarantacinque) giorni lavorativi. Nessun corrispettivo che non sia stato indicato nel preventivo potrà essere successivamente preteso dall'impresa distributrice nei confronti del richiedente per l'esecuzione dei lavori oggetto del preventivo medesimo, fatti salvi gli adeguamenti del corrispettivo di connessione a seguito di eventuali modifiche della soluzione per la connessione derivanti dalla procedura autorizzativa.

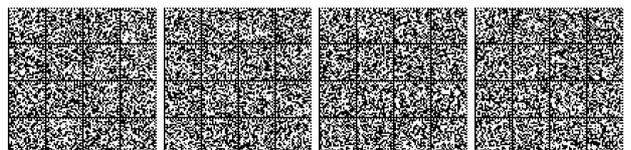
6.3 A seguito della richiesta di cui al comma 3.1, l'impresa distributrice esegue una verifica tecnica finalizzata a valutare l'impatto sulla rete della potenza in immissione richiesta e trasmette al richiedente un preventivo per la connessione recante:

a) la tipologia di lavoro corrispondente alla realizzazione della connessione, distinguendo tra lavori semplici e lavori complessi, come definiti al comma 1.1, lettere r) ed s);
b) la soluzione tecnica minima per la connessione identificata, di norma, sulla base delle soluzioni di tipo standard tra quelle indicate nelle regole tecniche di connessione di cui all'articolo 9 e tenendo conto di quanto indicato al comma 6.4;
c) le opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente è tenuto a rendere disponibili sul punto di connesione;

d) il corrispettivo per la connessione, come definito all'articolo 10 o 11, evidenziando le singole voci che lo compongono e indicando al richiedente la parte di tale corrispettivo che il medesimo dovrà versare all'atto di accettazione del preventivo, pari al 30% del totale, e la parte, pari al restante 70%, che dovrà versare prima di inviare all'impresa distributrice la comunicazione di cui al comma 6.9;
e) l'elenco degli adempimenti che risultano necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione, unitamente ad un prospetto informativo indicante l'origine da cui discende l'obbligatorietà di ciascun adempimento;
f) il termine previsto per la realizzazione della connessione, come definito al comma 7.1;
g) un codice che identifichi univocamente la pratica di connessione (codice pratica CP) unitamente al nominativo di un responsabile dell'impresa distributrice a cui fare riferimento per tutto l'iter della pratica di connessione. A tal fine deve essere comunicato anche un contatto telefonico ed un indirizzo di posta elettronica per poter comunicare col predetto responsabile della pratica;
h) nel caso di connessione di impianti da fonti rinnovabili, i riferimenti dell'impresa distributrice ai fini della convocazione della medesima nell'ambito del procedimento unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03.

6.4 Nei casi di cui al comma 3.4:
a) il preventivo deve prevedere la connessione nel punto di rete indicato dal richiedente;
b) qualora nel punto di rete indicato dal richiedente non sia possibile effettuare la connessione dell'intera potenza in immissione richiesta, il preventivo per la connessione deve indicare la massima potenza in immissione che può essere connessa al predetto punto di rete. In tal caso, il gestore di rete è tenuto ad indicare tutti i motivi e le spiegazioni del caso atti a giustificare il suddetto valore massimo di potenza;
c) il gestore di rete può proporre soluzioni alternative, qualora, a suo parere, rispondano alle finalità di consentire la connessione dell'intera potenza richiesta e di soddisfare, al tempo stesso, l'esigenza di minimizzare la soluzione tecnica per la connessione.

6.5 La soluzione per la connessione non prevede la presenza di impianti di utenza per la connessione, a meno di accordi tra gestore di rete e richiedente. La predetta condizione di assenza di impianti di utenza per la connessione non vale per la connessione di impianti separati con tratti di mare dalla terraferma.

6.6 Qualora il richiedente intenda accettare il preventivo, invia all'impresa distributrice, entro il termine di validità del preventivo di cui al comma 6.2, una comunicazione di accettazione del preventivo, corredata dalla documentazione attestante il pagamento di quanto previsto all'atto di accettazione del preventivo dal comma 6.3, lettera d), e delle eventuali istanze di cui al comma 8.7 e 15. A tal fine farà fede la data di accettazione del preventivo per la connessione come definita al comma 1.1, lettera e). All'atto dell'accettazione del preventivo, il richiedente può indicare l'eventuale necessità o decisione di avvalersi dell'impresa distributrice competente per ambito territoriale per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, nel rispetto di quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione n. 88/07. L'impresa distributrice, nel caso di esito negativo dell'iter autorizzativo, restituisce al richiedente il corrispettivo pagato all'atto di accettazione del preventivo, maggiorato del tasso legale di interesse. In tal caso il preventivo per la connessione si intende decaduto.

6.7 Nei casi di cui al comma 3.4, all'atto della comunicazione di cui al comma 6.6, il richiedente può optare, rinunciando alla soluzione per la connessione relativa al punto di rete indicato dal medesimo soggetto, per l'elaborazione di un nuovo preventivo relativo alla potenza di cui al comma 3.3, lettera b). L'esercizio di tale opzione è considerata come una richiesta di connessione:
a) decorrente dalla predetta data di comunicazione;
b) trattata sulla base delle informazioni precedentemente fornite dal richiedente;
c) alla quale si applicano le condizioni procedurali, tecniche ed economiche di una normale richiesta di connessione.

6.8 Il richiedente che accetta il preventivo è tenuto a realizzare le opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione, come indicate nel preventivo.

6.9 Completate le opere di cui al comma 6.8, il richiedente è tenuto a trasmettere all'impresa distributrice la:
a) comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione;
b) documentazione attestante il pagamento della restante quota del corrispettivo per la connessione (70%) di cui al comma 6.3, lettera d).

Articolo 7
Realizzazione della connessione

7.1 Nel caso di:
a) lavori semplici, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 30 (trenta) giorni lavorativi;
b) lavori complessi, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 90 (novanta) giorni lavorativi, aumentato di 15 (quindici) giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo chilometro.

Nel caso in cui l'impianto per la connessione implichi interventi su infrastrutture in alta tensione, il gestore di rete comunica il tempo di realizzazione della connessione, espresso in giorni lavorativi, nel preventivo per la connessione, descrivendo gli interventi da effettuare sulle infrastrutture in alta tensione.

7.2 Nel caso in cui la realizzazione della connessione sia impedita dalla impraticabilità del terreno sul sito di connessione l'impresa distributrice comunica al richiedente la sospensione della prestazione e il tempo di realizzazione della connessione decorre dalla data in cui il richiedente comunica la praticabilità dei terreni interessati.

7.3 Qualora sia necessaria, ai fini della realizzazione della connessione, l'effettuazione di un sopralluogo e il richiedente richieda che l'appuntamento fissato dall'impresa distributrice sia rimandato, il tempo intercorrente tra la data proposta dall'impresa distributrice e la data effettiva del sopralluogo non deve essere conteggiato nel calcolo del tempo di realizzazione della connessione.

7.4 Il richiedente, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, invia all'impresa distributrice competente la comunicazione di ultimazione dei lavori.

7.5 Ultimata la realizzazione dell'impianto di connessione, l'impresa distributrice invia al richiedente la comunicazione di completamento della realizzazione della connessione e di disponibilità all'entrata in esercizio della connessione. Qualora l'invio di cui al comma 7.4 sia successivo all'invio di cui al presente comma, l'impresa distributrice ha 10 (dieci) giorni lavorativi di tempo per attivare la connessione.

Articolo 8

Coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni

8.1 Ai fini dell'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione:

a) nel caso in cui il richiedente si avvalga del procedimento unico previsto dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03, si applicano le disposizioni riportate al comma 8.2;
b) nei casi diversi da quelli di cui alla precedente lettera a), si applicano le disposizioni riportate ai commi da 8.3 a 8.7.

8.2 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico al fine dell'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo gestore di rete.

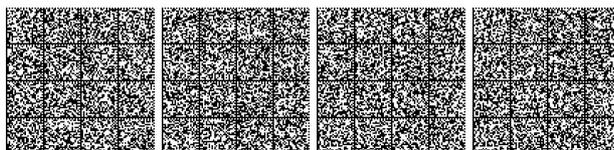
8.3 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire al richiedente gli elementi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni di pertinenza del medesimo richiedente.

8.4 Entro 30 (trenta) giorni lavorativi, per connessioni in bassa tensione, ovvero entro 60 (sessanta) giorni lavorativi, per connessioni in media tensione, dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo per la connessione inviata dal richiedente l'impresa distributrice è tenuta a presentare, dandone contestuale informazione al richiedente, le eventuali richieste di autorizzazione in capo alla medesima impresa distributrice. Inoltre il responsabile della pratica di cui al comma 6.3, lettera g), è tenuto ad informare il richiedente, con cadenza almeno bimestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo.

8.5 Nel caso in cui per la realizzazione della connessione siano necessari atti autorizzativi, il tempo di realizzazione della connessione non comprende il tempo per l'ottenimento di tali atti, purché siano rispettate le disposizioni di cui al comma 8.4. Eventuali ritardi nell'attuazione del comma 8.4 sono conteggiati nel tempo di realizzazione della connessione.

8.6 Fatto salvo quanto previsto al comma 8.7, il richiedente versa, prima dell'avvio dell'iter autorizzativo, all'impresa distributrice un corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dalla medesima impresa distributrice per la gestione dell'iter autorizzativo. Tale corrispettivo viene determinato dall'impresa distributrice sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dalla medesima.

8.7 L'impresa distributrice consente al richiedente, previa istanza di quest'ultimo presentata all'atto dell'accettazione del preventivo, di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto per la connessione. In tale caso, il richiedente è responsabile di tutte le attività correlate alle predette procedure, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, l'impresa distributrice, entro 30 (trenta) giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo, è tenuta a fornire, senza alcun onere aggiuntivo per il richiedente, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo gestore di rete.

8.8 In seguito all'ottenimento delle autorizzazioni, qualora necessario, il gestore di rete è tenuto a trasmettere al richiedente il preventivo aggiornato. Tale invio deve avvenire entro 30 (trenta) giorni lavorativi dalla data di ottenimento delle autorizzazioni.

TITOLO II

CONDIZIONI TECNICHE

Articolo 9
Regole tecniche di connessione

9.1 La realizzazione e la gestione della connessione *è* effettuata nel rispetto delle regole tecniche di connessione adottate dalle imprese distributrici conformemente alle disposizioni dell'Autorità e alle norme e guide tecniche del Comitato elettrotecnico italiano. Dette regole tecniche devono indicare, almeno:
   a) le soluzioni tecniche standard per la connessione e i criteri per la determinazione della soluzione tecnica per la connessione a fronte di una richiesta di connessione;
   b) le condizioni tecniche che devono essere rispettate dall'utente di rete ai fini della gestione della connessione;
   c) le condizioni da applicarsi nei casi di necessità di adeguamento di una connessione esistente.

TITOLO III

CONDIZIONI ECONOMICHE

Articolo 10
Corrispettivo per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento

10.1 Il corrispettivo per la connessione, espresso in euro, è il minor valore tra:

$A = CP_A \bullet P + CM_A \bullet P \bullet D_A + 100$

$B = CP_B \bullet P + CM_B \bullet P - D_B + 6000$

dove:

CP_A = *35 e/kW*
CM_A = *90 6/(kW• km)*
CP_B = 4 *encw*
CM_B = *7,5 E/ (kW· km)*
P = *potenza ai fini della connessione di cui al comma 1.1, lettera z), espressa in kW*
D_A = *distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 (cinque) anni espressa in km*
D_B = *distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 (cinque) anni espressa in km*

10.2 Nei casi di realizzazione in cavo corrispettivi CM di cui al comma 10.1 devono essere moltiplicati per 2.

10.3 Nei casi di richieste di connessione di impianti di produzione di energia elettrica che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separati dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna, i corrispettivi CM, CP sono moltiplicati per 3.

Articolo 11

Corrispettivo per la connessione di impianti non alimentati da fonti rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento

11.1 Il corrispettivo per la connessione è pari al massimo tra il corrispettivo di cui all'articolo 10 e il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard, pubblicate dall'impresa distributrice unitamente ai relativi costi medi.

Articolo 12

Verifiche per gli impianti cogenerativi ad alto rendimento

12.1 Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica cogenerativi ad alto rendimento, il richiedente trasmette all'impresa distributrice, oltre che al GSE:

a) all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;

b) annualmente, per il primo periodo di esercizio, come definito all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e per i successivi 3 anni solari, le dichiarazioni rilasciate ai sensi dell'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di esercizio a consuntivo delle sezioni che lo costituiscono. Per il primo periodo di esercizio e per ciascuno dei successivi 3 anni solari, qualora, per almeno una sezione, non sia soddisfatta a consuntivo la condizione di cogenerazione ad alto rendimento di cui alla deliberazione n. 42/02, il richiedente versa all'impresa distributrice il 25% del corrispettivo per la connessione di cui all'articolo 10. Le imprese distributrici versano tali corrispettivi nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del TIT.

Articolo 12 bis

Disposizioni per le connessioni di un lotto di impianti di produzione

12 bis.1 Qualora il richiedente abbia la necessità di connettere alla rete elettrica un lotto di impianti di produzione può avvalersi della procedura disciplinata dalle disposizioni di cui ai commi da 12 bis.2 a 12 bis.6.

12 bis.2 La richiesta di connessione è unica per ciascun lotto di impianti di produzione. La richiesta di connessione deve indicare, oltre ai dati e alle informazioni previste all'articolo 3, anche il numero degli impianti che fanno parte del lotto e, per ciascuno di essi, la potenza nominale e la potenza in immissione richiesta. La potenza in immissione richiesta di cui al comma 3.3, lettera b) è pari alla somma delle potenze in immissione richieste per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto.

12bis.3 L'impresa distributrice predispone un unico preventivo che prevede la realizzazione di una connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto.

12bis.4 Il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto è determinato ai sensi dell'articolo 2, comma 2.4, facendo riferimento alla potenza in immissione richiesta di ciascun impianto.

12bis.5 Qualora la potenza in immissione richiesta, calcolata ai sensi del comma 12bis.2, sia maggiore di 6.000 kW, si applicano le condizioni previste nella Parte IV del presente provvedimento, relative alle connessioni alle reti in alta e altissima tensione.

12bis.6 Qualora la potenza in immissione richiesta, calcolata ai sensi del comma 12 bis.2, non superi 6.000 kW, si applicano le condizioni previste nella Parte III del presente provvedimento, relative alle connessioni alle reti in bassa e media tensione. A tal fine, i parametri DA e DB di cui all'articolo 10, comma 10.1, sono determinati considerando la media delle distanze di cui al comma 10.1 calcolate relativamente a ciascun punto di connessione degli impianti di produzione appartenenti al lotto.

12bis.7 Qualora un medesimo richiedente presenti, nell'arco di 6 mesi, più richieste di connessione alla rete di impianti di produzione riconducibili alla fattispecie di lotto di impianti di produzione, le tempistiche di cui ai commi 6.1 e 7.1, per le richieste di connessione successive alla prima, sono raddoppiate.

TITOLO IV
PRIORITÀ DI TRATTAMENTO, INDENNIZZI AUTOMATICI, REALIZZAZIONE IN PROPRIO DELLA CONNESSIONE E PROCEDURE SOSTITUTIVE

Articolo 13
Priorità di trattamento per le richieste di connessione di impianti da fonte rinnovabile e cogenerativi ad alto rendimento

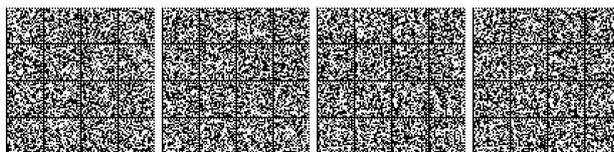
13.1 Le imprese distributrici trattano in via prioritaria le richieste e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile e da cogenerazione ad alto rendimento rispetto agli impianti di produzione diversi dai predetti impianti. I limiti temporali stabiliti dalle condizioni procedurali di cui al presente provvedimento riferite a connessioni di impianti di produzione da fonti diverse dalle fonti rinnovabili e dalla cogenerazione ad alto rendimento possono subire modifiche, stabilite dalle imprese distributrici non oltre un tempo massimo pari al doppio dei tempi previsti, per effetto dell'attuazione del predetto principio di priorità.

Articolo 14
Indennizzi automatici

14.1 Qualora la messa a disposizione del preventivo per la connessione non avvenga nel tempo di cui al comma 6.1, l'impresa distributrice, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuta a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo. Nel caso in cui il predetto ritardo sia superiore a 60 (sessanta) giorni lavorativi, il richiedente può inviare una segnalazione all'Autorità per l'adozione dei provvedimenti di propria competenza, ivi inclusa, ove applicabile, l'attivazione di procedure sostitutive. Le disposizioni di cui al presente comma trovano applicazione anche nei casi di cui al comma 8.8.

14.2 Qualora la realizzazione della connessione non avvenga entro i tempi previsti dal comma 7.1, tenuto conto di quanto previsto dai commi 7.2, 7.3 e 7.5, l'impresa distributrice, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuta a corrispondere al richiedente, a titolo di indennizzo automatico, un ammontare pari al valor massimo tra 20 euro al giorno e il 5% del totale del corrispettivo per la connessione determinato ai sensi dell'articolo 10 o 11 per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione fino ad un massimo di 120 giorni lavorativi. Nel caso in cui il predetto ritardo sia superiore a 120 (centoventi) giorni, il richiedente può inviare una segnalazione all'Autorità per l'adozione dei provvedimenti di propria competenza, ivi inclusa, ove applicabile, l'attivazione di procedure sostitutive.

14.3 Qualora non siano rispettati i termini di cui ai commi 8.4, 8.7 e 15.3, l'impresa distributrice, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuta a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo.

14.4 L'impresa distributrice è tenuta a comunicare tempestivamente al richiedente il verificarsi di cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi che comportino la mancata corresponsione dell'indennizzo automatico.

Articolo 15

Realizzazione in proprio della connessione di impianti alimentati da fonte rinnovabile o cogenerativi ad alto rendimento

15.1 Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento e qualora la connessione sia erogata ad un livello di tensione nominale superiore ad 1 kV, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implichino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. È data facoltà alle imprese distributrici di consentire al richiedente di intervenire anche sulla rete esistente fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

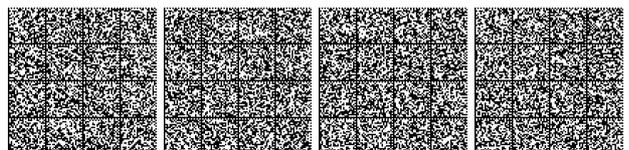
15.2 Gli impianti per la connessione realizzati dal richiedente ai sensi del comma 15.1 sono resi disponibili all'impresa distributrice per il collaudo e la conseguente accettazione.

15.3 Ai fini dell'esercizio della facoltà di cui al comma 15.1:
- a) il richiedente, all'atto dell'accettazione del preventivo, invia la richiesta di realizzazione in proprio della porzione di impianto per la connessione secondo quanto specificato nel preventivo per la connessione;
- b) entro 10 (dieci) giorni lavorativi l'impresa distributrice è tenuta ad inviare al richiedente gli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi dell'impresa distributrice;
- c) all'impresa distributrice continuano ad applicarsi le disposizioni tecnico procedurali per quanto concerne le opere di connessione non ricomprese nella quota realizzata in proprio dal richiedente;
- d) al termine della realizzazione in proprio, il richiedente invia all'impresa distributrice comunicazione del termine dei lavori, unitamente alla documentazione tecnica, giuridica ed autorizzativa connessa all'esercizio e alla gestione dei medesimi;
- e) l'impresa distributrice è tenuta ad effettuare il collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete per la connessione realizzato in proprio dal richiedente entro 20 (venti) giorni lavorativi dal ricevimento della comunicazione di cui alla precedete lettera d);
- f) i costi inerenti il collaudo sono a carico del richiedente.

15.4 Nei casi in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzazione in proprio della connessione, ai sensi del comma 15.1, l'impresa distributrice versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard di cui all'articolo 11 e il corrispettivo per la connessione di cui all'articolo 10. Qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero.

Articolo 16

Procedure sostitutive in caso di inerzia, da parte del gestore di rete, per la connessione di impianti alimentati da fonte rinnovabile

16.1 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 60 (sessanta) giorni lavorativi di ritardo nella messa a disposizione del preventivo, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 44, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03.

16.2 Nell'ambito della procedura sostitutiva di cui al comma 16.1:

a) l'impresa distributrice è tenuta a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni necessarie per l'elaborazione di un preventivo relativo alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;

b) previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà dell'impresa distributrice, l'Autorità definisce le modalità e i tempi di connessione dell'impianto.

16.3 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 120 (centoventi) giorni lavorativi di ritardo nella realizzazione della connessione, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03.

16.4 Nell'ambito della procedura sostitutiva di cui al comma 16.3:

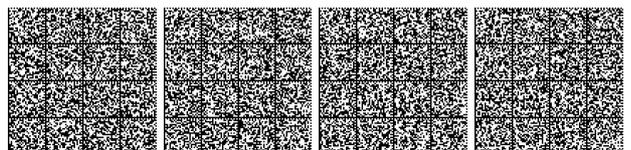
a) l'impresa distributrice è tenuta a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni relative alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;

b) previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà dell'impresa distributrice, l'Autorità individua le attività che l'impresa distributrice deve eseguire per consentire l'attivazione della connessione, e i rispettivi tempi di esecuzione;

c) l'Autorità dispone che l'impresa distributrice esegua le attività di cui alla precedente lettera b), entro i rispettivi tempi.

Articolo 17

Modalità di coordinamento tra gestori di rete

17.1 Nel caso in cui la soluzione per la connessione implichi il coinvolgimento di reti di competenza di gestori di rete diversi dal gestore di rete interessato alla connessione, il preventivo per la connessione è elaborato tenendo conto degli effetti di tale coinvolgimento. In tali casi i gestori di rete interessati attuano opportune forme di coordinamento di natura tecnica ed economica.

PARTE IV
CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE

TITOLO I
CONDIZIONI PROCEDURALI

Articolo 18
Modalità e condizioni contrattuali per l 'erogazione del servizio di connessione

18.1 I gestori di reti con obbligo di connessione di terzi in alta e altissima tensione pubblicano e trasmettono all'Autorità le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle medesime reti. Le modalità e le condizioni contrattuali sono predisposte conformemente a quanto indicato al comma 18.2.

18.2 Le modalità e le condizioni contrattuali di cui al comma 18.1 devono prevedere:

a) le modalità per la presentazione della richiesta di accesso alle reti elettriche, ivi inclusa la specificazione della documentazione richiesta;
b) le modalità e i tempi di risposta del gestore di rete, con particolare riferimento alla presentazione del preventivo e della soluzione tecnica minima di dettaglio;
c) i termini di validità della soluzione proposta dal gestore di rete, decorsi i quali, in assenza di accettazione da parte del richiedente, la richiesta di connessione deve intendersi decaduta;
d) le modalità per la scelta della soluzione per la connessione da parte del richiedente;
e) le modalità e i tempi in base ai quali il gestore di rete si impegna, per le azioni di propria competenza, a realizzare gli impianti di rete per la connessione;
f) le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete interessato per la realizzazione della connessione alla rete degli impianti elettrici, unitamente all'indicazione di valori unitari di riferimento atti all'individuazione dei costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione tecnica convenzionale;
g) per ciascuna delle soluzioni tecniche convenzionali, il valore della potenza massima di esercizio in condizioni normali di funzionamento;
h) gli standard tecnici e le specifiche di progetto essenziali per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione e per il loro esercizio e manutenzione;
i) le modalità di pagamento del corrispettivo di connessione. Il gestore di rete presenta diverse modalità di pagamento, tra loro alternative;
j) le modalità di presentazione dell'eventuale garanzia fideiussoria;
k) le modalità per la determinazione del corrispettivo a copertura dei costi sostenuti per la gestione dell'iter autorizzativo;
l) le modalità di modifica dei tempi di risposta del gestore di rete di cui alla lettera b) e dei tempi di realizzazione degli impianti di rete di cui alla lettera e) nei casi previsti dall'articolo 27.

18.3 Le soluzioni tecniche convenzionali di cui al comma 18.2, lettera f), prevedono l'individuazione delle parti degli impianti di connessione che sono considerate impianti di utenza per la connessione e le parti degli impianti di connessione che sono considerate impianti di rete per la connessione; dette attribuzioni devono essere determinate contemplando almeno i seguenti fattori:

a) potenza di connessione;
b) livello di tensione al quale viene realizzata la connessione;

c) tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
d) topologia della rete elettrica esistente;
e) eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

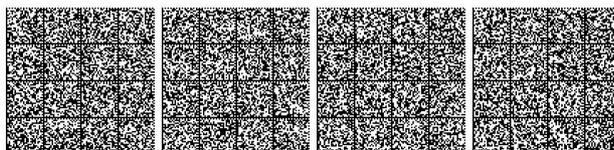
18.4 I gestori di rete individuano le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei richiedenti la connessione alle condizioni economiche fissate dall'Autorità nell'ambito delle determinazioni di cui al presente provvedimento.

Articolo 19
Preventivo per la connessione

19.1 A seguito della richiesta di cui al comma 3.1, il gestore di rete esegue una verifica tecnica finalizzata a valutare l'impatto sulla rete della potenza in immissione richiesta e predispone il preventivo per la connessione. Quest'ultimo dovrà indicare:
a) una soluzione tecnica minima generale per la connessione dell'impianto oggetto della richiesta, conformemente a quanto definito dall'articolo 21;
b) il corrispettivo di connessione, come definito agli articoli 24 o 25, evidenziando le singole voci che lo compongono;
c) nel solo caso di impianti cogenerativi ad alto rendimento, i corrispettivi di connessione definiti agli articoli 24 e 26, evidenziando le singole voci che li compongono;
d) l'elenco degli adempimenti che risultano necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione, unitamente ad un prospetto informativo indicante l'origine da cui discende l'obbligatorietà di ciascun adempimento;
e) un codice che identifichi univocamente la pratica di connessione (codice pratica CP) unitamente al nominativo di un responsabile del gestore di rete a cui fare riferimento per tutto l'iter della pratica di connessione. A tal fine deve essere comunicato anche un contatto telefonico ed un indirizzo di posta elettronica per poter comunicare col predetto responsabile della pratica;
f) nel caso di connessione di impianti da fonti rinnovabili, i riferimenti del gestore di rete ai fini della convocazione della medesima nell'ambito del procedimento unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03.

19.2 La definizione della soluzione tecnica minima generale può contemplare tra le diverse opzioni possibili anche la connessione ad una rete diversa dalla rete elettrica gestita dal soggetto a cui è stata presentata la richiesta di connessione, ovvero l'interessamento di reti di proprietà di gestori di rete diversi dal gestore di rete interessato alla connessione.

19.3 Nei casi in cui la soluzione tecnica minima generale implichi la connessione ad una rete elettrica diversa da quella corrispondente al gestore di rete a cui la richiesta di connessione è stata presentata, il gestore di rete interessato alla connessione subentra nel ruolo di gestore di rete di riferimento per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione. Tale subentro ha efficacia a valle dell'accettazione, da parte del richiedente, del preventivo.

19.4 Il richiedente può accettare il preventivo, secondo le modalità e le condizioni contrattuali definite dal gestore di rete. Il richiedente, in alternativa, può richiedere un ulteriore preventivo sulla base di una diversa soluzione tecnica minima generale.

19.5 Il gestore di rete consente al richiedente, previa istanza di quest'ultimo all'atto di accettazione del preventivo, di progettare e realizzare gli impianti di rete per la connessione per i quali è prevista tale possibilità, nel rispetto degli standard tecnici e specifiche di progetto essenziali di cui al comma 18.2, lettera h). In tal caso il gestore di rete elabora comunque la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui all'articolo 22 che deve essere assunta dal richiedente quale soluzione di riferimento al fine della progettazione e della realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

19.6 Il gestore di rete, a seguito di specifica richiesta da parte del richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, è tenuto a ricomprendere tra gli impianti di rete per la connessione l'impianto per la connessione individuato inizialmente come impianto di utenza per la connessione.

19.7 Nei casi di cui al comma 3.4, si applicano le medesime disposizioni di cui al comma 6.4.

Articolo 20

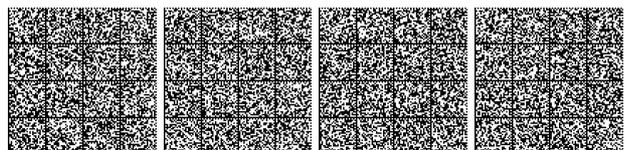
Coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni

20.1 Ai fini dell'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti esistenti che si rendano strettamente necessari per la realizzazione delle connessione:

a) nel caso in cui il richiedente si avvalga del procedimento unico previsto dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03, si applicano le disposizioni riportate al comma 20.2;
b) nei casi diversi da quelli di cui alla precedente lettera a), si applicano le disposizioni riportate ai commi da 20.3 a 20.7.

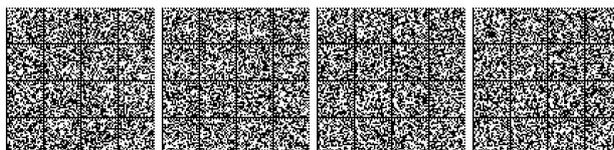
20.2 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire al richiedente, senza alcun onere aggiuntivo, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico al fine delle autorizzazioni necessarie per la connessione; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato dal medesimo gestore sulla base delle modalità di cui al comma 18.2, lettera k).

20.3 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire al richiedente gli elementi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni di pertinenza del medesimo richiedente.

20.4 Entro 90 (novanta) giorni lavorativi, per connessioni in alta tensione, ovvero entro 120 (centoventi) giorni lavorativi, per connessioni in altissima tensione, dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo per la connessione, inviata dal richiedente, il gestore di rete è tenuto a presentare, dandone contestuale informazione al richiedente, le eventuali richieste di autorizzazione di propria competenza. Inoltre il responsabile della pratica di cui al comma 19.1, lettera e), è tenuto ad informare il richiedente, con cadenza almeno bimestrale, in merito allo stato di avanzamento dell'iter autorizzativo.

20.5 Nel caso in cui, per la realizzazione della connessione, siano necessari atti autorizzativi, il tempo di realizzazione della connessione non comprende il tempo per l'ottenimento di tali atti, purché siano rispettate le disposizioni di cui al comma 20.4. Eventuali ritardi nell'attuazione del comma 20.4 sono conteggiati nel tempo di realizzazione della connessione.

20.6 Fatto salvo quanto previsto al comma 20.7, il richiedente versa, prima dell'avvio dell'iter autorizzativo, al gestore di rete il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dal medesimo gestore di rete per la gestione dell'iter autorizzativo, definito secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera k).

20.7 Il gestore di rete consente al richiedente, previa istanza di quest'ultimo presentata all'atto dell'accettazione del preventivo, di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto per la connessione. In tale caso, il richiedente è responsabile di tutte le attività correlate alle predette procedure, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, il gestore di rete, entro 45 (quarantacinque) giorni lavoratovi dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo per il richiedente, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo; in tal caso il gestore di rete applica al richiedente il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dal medesimo gestore di rete per la gestione dell'iter autorizzativo, definito secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera k).

20.8 In seguito all'ottenimento delle autorizzazioni, il gestore di rete è tenuto alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, secondo quanto previsto dall'articolo 22.

TITOLO II
CONDIZIONI TECNICHE

Articolo 21
Soluzione tecnica minima generale

21.1 Il gestore di rete, al momento della definizione della soluzione tecnica minima generale, individua le parti di impianto per la connessione corrispondenti rispettivamente a:

a) gli impianti di rete per la connessione, individuando tra questi le parti che possono essere progettate e realizzate a cura del richiedente;

b) gli impianti di utenza per la connessione.

21.2 La soluzione tecnica minima generale comprende la descrizione:

a) dell'impianto di rete per la connessione corrispondente ad una delle soluzioni tecniche convenzionali di cui al comma 18.2, lettera f);

b) degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione;

c) le eventuali modalità di esercizio di carattere transitorio dell'impianto elettrico del richiedente da adottarsi per il tempo necessario alla realizzazione degli eventuali interventi di cui alla precedente lettera b);

d) i dati necessari per la predisposizione, in funzione delle particolari caratteristiche delle aree interessate dalla connessione, della documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti elaborata a partire dalla soluzione tecnica minima generale.

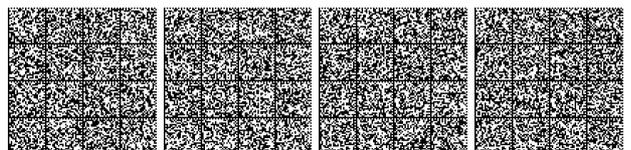
21.3 La soluzione tecnica minima generale deve, inoltre:

a) nei casi di cui al comma 21.2, lettera c), essere accompagnata da una relazione che illustri le motivazioni tecniche sottostanti alla definizione di particolari condizioni e modalità di esercizio della connessione e dell'impianto del richiedente;

b) essere accompagnata da un documento che indichi i tempi di realizzazione degli interventi di cui al comma 21.2, lettere a) e b), al netto dei tempi necessari all'ottenimento delle relative autorizzazioni;

c) essere corredata dai costi di realizzazione degli impianti e degli interventi di cui al comma 21.2, lettera a) e b).

21.4 Gli eventuali interventi sulle reti elettriche di cui al comma 21.2, lettera b), sono motivati da precise esigenze tecniche, analizzate facendo riferimento alle caratteristiche nominali dei componenti e alle normali condizioni di funzionamento del sistema elettrico interessato.

21.5 Il gestore di rete, nell'ambito della soluzione tecnica minima generale, può prevedere che il richiedente metta a disposizione del medesimo gestore spazi ulteriori rispetto a quelli strettamente necessari alla realizzazione dell'impianto di rete per la connessione. Qualora tali ulteriori spazi siano correlabili ad esigenze di successivi sviluppi dell'impianto elettrico del richiedente, i medesimi saranno ceduti dal richiedente al gestore di rete a titolo gratuito; in caso contrario, i medesimi saranno ceduti dal richiedente al gestore di rete a fronte di una remunerazione fissata tramite accordi tra le parti assunti sulla base di principi di trasparenza e non discriminazione comunicati dal gestore di rete all'Autorità.

21.6 La soluzione tecnica minima generale deve essere elaborata tenendo conto delle esigenze di sviluppo razionale delle reti elettriche, alle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, al contempo, deve essere tale da non prevedere limitazioni permanenti della potenza di connessione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico.

Articolo 22
Soluzione tecnica minima di dettaglio

22.1 La soluzione tecnica minima di dettaglio è la soluzione tecnica minima per la connessione elaborata in seguito all'ottenimento delle autorizzazioni per la connessione e rappresenta il documento di riferimento per la progettazione esecutiva e le realizzazione degli impianti. Tale soluzione dovrà essere corredata, almeno:

a) dall'elenco delle fasi di progettazione esecutiva degli interventi di cui al comma 21.2, lettere a) e b);
b) dalle tempistiche previste per ciascuna delle predette fasi e dall'indicazione dei soggetti responsabili di ciascuna delle medesime;
c) dai costi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione;
d) dai costi degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari per la connessione, ad esclusione degli intervent· la rete di trasmissione nazionale.

22.2 I costi di cui al comma 2.2, lettere c) e d) non includono gli eventuali costi di bonifica dei siti.

22.3 I costi di cui al comma 22.1, lettera c), non potranno discostarsi in aumento di più del 20% dei costi di cui al comma 21.3, lettera c), fatta eccezione per i costi indotti dalle modifiche della soluzione tecnica minima generale derivanti da condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative.

Articolo 23
Soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime

23.1 I gestori di rete hanno facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime, ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la connessione di cui al presente provvedimento. In tal caso, eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima sono a carico del gestore di rete.

TITOLO III
CONDIZIONI ECONOMICHE

Articolo 24
Condizioni economiche per la connessione di impianti alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento

24.1 In seguito all'accettazione di una soluzione tecnica minima generale e all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni, il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Tale corrispettivo è pari alla somma tra:

a) 2.500 euro;

b) il prodotto tra 0,5 euro/kW e la potenza ai fini della connessione,

fino a un massimo di 50.000 euro.

24.2 Al momento dell'accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, il richiedente versa al gestore di rete il corrispettivo di connessione, o parte di esso, con una delle modalità di versamento indicate dai gestori di rete nelle condizioni contrattuali di cui all'articolo 18. Tale corrispettivo è complessivamente pari ai costi di cui al comma 22.1, lettere c) e d), al netto degli eventuali interventi realizzati in proprio dal richiedente in base alle disposizioni di cui al comma 19.5.

24.3 Qualora il richiedente non abbia versato interamente il corrispettivo di connessione all'atto di accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, prima dell'avvio delle realizzazioni degli interventi, il medesimo richiedente presenta, su richiesta del gestore di rete, una garanzia finanziaria nella forma di fideiussione bancaria, pari alla quota del corrispettivo di connessione non ancora versata. La fideiussione può essere escussa dal gestore di rete nei casi in cui la connessione non venga realizzata nei termini indicati nello specifico contratto per la connessione di cui al comma 31.5 per cause imputabili al richiedente, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente con riferimento al pagamento del corrispettivo di connessione.

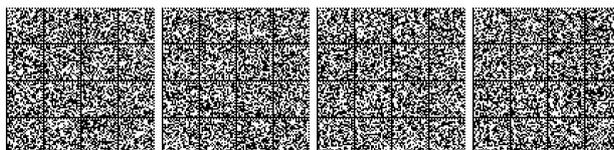
24.4 In caso di rinuncia da parte del richiedente, anche in seguito a sopravvenute esigenze di bonifica dei siti, il gestore di rete ha diritto alla riscossione di una quota della fideiussione corrispondente alla copertura dei costi fino ad allora sostenuti, al netto dei versamenti già effettuati, aumentati degli eventuali costi che il gestore di rete deve sostenere al fine di ripristinare le condizioni di funzionalità della rete elettrica.

Articolo 25
Condizioni economiche per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili

25.1 H corrispettivo relativo alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, di cui al comma 24.1, è ridotto del 50%. Il limite massimo indicato nel medesimo comma è corrispondentemente ridotto del 50%.

25.2 Il corrispettivo di connessione è pari al prodotto tra:

a) il maggior valore tra zero e la differenza tra i costi di cui al comma 22.1, lettera c), al netto degli eventuali interventi realizzati in proprio dal richiedente in base alle disposizioni di cui al comma 19.5 e il parametro-soglia di cui alla *Tabella 1* allegata al presente provvedimento e

b) il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera g).

25.3 Al fine della gestione delle garanzie finanziarie trovano applicazione le medesime disposizioni di cui ai commi 24.3 e 24.4.

Articolo 26
Condizioni economiche per la connessione di impianti cogenerativi ad alto rendimento e relative verifiche

26.1 Il corrispettivo relativo alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, di cui al comma 24.1, è ridotto del 20%. Il limite massimo indicato nel medesimo comma è corrispondentemente ridotto del 20%.

26.2 Il corrispettivo di connessione è pari al prodotto tra:
a) i costi di cui al comma 22.1, lettera c), al netto degli eventuali interventi realizzati in proprio dal richiedente in base alle disposizioni di cui al comma 19.5 e
b) il rapporto tra la potenza ai fini della concessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la concessione, definita secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera g).

26.3 Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica cogenerativi ad alto rendimento, il richiedente trasmette al gestore di rete, oltre che al GSE:
a) all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;
b) annualmente, per il primo periodo di esercizio, come definito all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e per i successivi 3 anni solari, le dichiarazioni rilasciate ai sensi dell'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di esercizio a consuntivo delle sezioni che lo costituiscono. Per il primo periodo di esercizio e per ciascuno dei successivi 3 anni solari, qualora, per almeno una sezione, non sia soddisfatta a consuntivo la condizione di cogenerazione ad alto rendimento di cui alla deliberazione n. 42/02, il richiedente versa al gestore di rete:
   - il 30% della differenza tra il corrispettivo di cui al comma 24.1 e il corrispettivo di cui al comma 26.1;
     il 30% della differenza tra il corrispettivo di cui al comma 24.2 e il corrispettivo di cui al comma 26.2

   I gestori di rete versano tali differenze nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del TIT.

26.4 Al fine della gestione delle garanzie finanziarie trovano applicazione le medesime disposizioni di cui ai commi 24.3 e 24.4.

TITOLO IV
PRIORITÀ DI TRATTAMENTO, INDENNIZZI AUTOMATICI, REALIZZAZIONE IN PROPRIO DELLA CONNESSIONE E PROCEDURE SOSTITUTIVE

Articolo 27
Priorità di trattamento per le richieste di connessione di impianti da fonte rinnovabile e cogenerativi ad alto rendimento

27.1 Nello svolgimento delle attività relative all'erogazione del servizio di connessione, il gestore di rete esamina prioritariamente le richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento.

Articolo 28
Indennizzi automatici

28.1 Qualora la messa a disposizione del preventivo per la connessione non avvenga nel tempo indicato dal gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18, il gestore di rete, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuto a corrispondere al richiedente un indirizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno di ritardo.

28.2 Qualora la messa a disposizione della soluzione tecnica minima di dettaglio non avvenga nel tempo indicato dal gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18, il gestore di rete, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuto a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno di ritardo.

28.3 In caso di superamento dei tempi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, il gestore di rete versa al richiedente un importo pari al prodotto tra il corrispettivo di connessione e:
- a) il rapporto tra il numero di giorni corrispondenti al ritardo accumulato e il numero di giorni corrispondenti al citato tempo di realizzazione nel caso in cui detto rapporto sia minore o uguale a 0,1;
- b) il rapporto tra il numero di giorni corrispondenti al ritardo accumulato e il numero di giorni corrispondenti al citato tempo di realizzazione moltiplicato per 0,25 e aumentato di 0,075 nel caso in cui detto rapporto sia maggiore di 0,1 e minore o uguale a 0,5;
- c) 0,2 nel caso in cui il rapporto tra il numero di giorni corrispondenti al ritardo accumulato e il numero di giorni corrispondenti al citato tempo di realizzazione risulti maggiore di 0,5.

Articolo 29
Realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento

29.1 In caso di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento, il gestore di rete, previa istanza del richiedente all'atto di accettazione del preventivo ai sensi del comma 19.5:
- a) è tenuto a consentire al medesimo richiedente la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione;
- b) può consentire al medesimo richiedente la realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

29.2 Gli impianti di rete per la connessione realizzati dal richiedente sono resi disponibili, a titolo gratuito, al gestore di rete per il collaudo e la conseguente accettazione. I predetti impianti devono essere accompagnati dalla documentazione tecnica, giuridica ed autorizzativa connessa all'esercizio e alla gestione dei medesimi. I costi inerenti il collaudo sono a carico del richiedente.

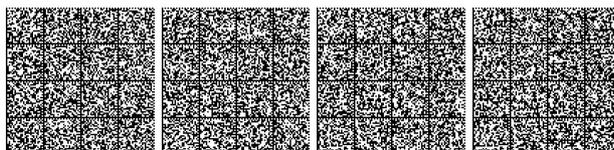
29.3 Nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, il corrispettivo di connessione è pari a zero.

29.4 Nel caso in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, ai sensi del comma 29.1, il gestore di rete versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo medio di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e il corrispettivo di connessione di cui al comma 25.2 ovvero al comma 26.2. Il costo medio di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione, è convenzionalmente definito dal gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18. Le condizioni di pagamento sono definite nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18, prevedendo tempistiche non superiori a 5 anni dalla definizione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero.

Articolo 30

Procedure sostitutive in caso di inerzia, da parte del gestore di rete, per la connessione di impianti alimentati da fonte rinnovabile

30.1 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 60 giorni di ritardo nella messa a disposizione del preventivo, ovvero della soluzione tecnica minima di dettaglio, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03, con modalità analoghe a quelle previste nel comma 16.2.

30.2 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 120 giorni di ritardo nella realizzazione della connessione, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03, con modalità analoghe a quelle previste nel comma 16.4.

PARTE V
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 31
Disposizioni finali

31.1 Fermo restando quanto previsto al comma 31.2, il preventivo accettato dal richiedente cessa di validità qualora il medesimo soggetto non comunichi al gestore di rete l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica entro:
a) 6 (sei) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in bassa tensione;
b) 12 (dodici) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in media tensione;
c) 18 (diciotto) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione.

31.2 Nei casi in cui i termini di cui al comma 31.1 non possano essere rispettati a causa della mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi o per cause di forza maggiore o per cause non imputabili al richiedente, il medesimo richiedente, al fine di evitare la decadenza del preventivo accettato, è tenuto a darne informazione al gestore di rete e all'Autorità. In questo caso il richiedente è tenuto a trasmettere al gestore di rete e all'Autorità, con cadenza periodica di 60 giorni, una comunicazione recante un aggiornamento dello stato di avanzamento dell'iter per la connessione.

31.3 Il mancato ricavo o il costo derivante ai gestori di rete per effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui ai commi 25.1, 25.2, lettera a), 26.1 e 29.4 trova copertura, su base annuale, tramite il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del TIT.

31.4 Nel caso di impianti ibridi, al fine del rispetto dell'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03, si applicano le medesime modalità di verifica, in quanto applicabili, e gli effetti di cui all'articolo 12 e al comma 26.3 estesi a cinque anni. A tal fine il richiedente trasmette al GSE e a 1 gestore di rete le informazioni necessarie.

31.5 I rapporti tra il gestore di rete interessato alla connessione e il richiedente ai fini dell'erogazione del servizio di connessione sono regolati in un apposito contratto per la connessione. Tale contratto è redatto sulla base delle condizioni di cui al presente provvedimento e reca, inoltre, le condizioni per la gestione dell'impianto per la connessione, nonché per l'interoperabilità tra il medesimo e l'impianto elettrico che si connette.

09A00779

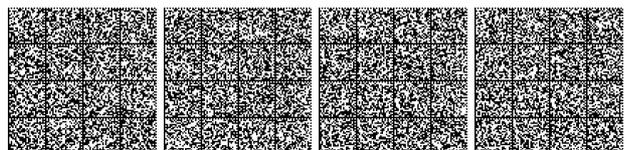
DELIBERAZIONE 12 dicembre 2009.

Disposizioni per l'anno 2009 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero. (Deliberazione ARG/elt 182/08).

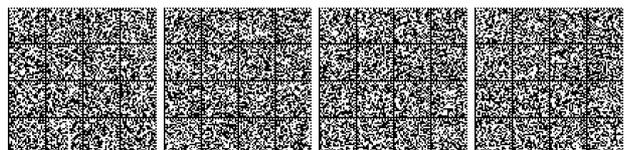
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 12 dicembre 2008

Visti:

- la direttiva n. 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- il regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 con il relativo allegato (di seguito: regolamento n. 1228/2003), così come modificato dalla decisione della Commissione Europea 2006/770/CE del 9 novembre 2006;
- la legge 14 novembre 1995 n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79;
- la legge 12 dicembre 2002 n. 273;
- la legge 27 ottobre 2003 n. 290;
- la legge 23 agosto 2004 n. 239;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 novembre 2007 recante determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2008, dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore dei servizi elettrici GSE S.p.A. (di seguito: decreto 15 novembre 2007);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2007 recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2008, e direttive all'Acquirente unico S.p.A. in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2008 (di seguito: decreto 18 dicembre 2007);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico 11 dicembre 2008 recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2009, e direttive all'Acquirente unico S.p.A. in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2009 (si seguito: decreto 11 dicembre 2008);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e l'Allegato A alla medesima deliberazione, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2007, n. 329/07 (di seguito: deliberazione n. 329/07);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 331/07 (di seguito: deliberazione n. 331/07);

- la deliberazione dell’Autorità 11 dicembre 2008, PAS 8/08 con cui l’Autorità ha espresso il proprio parere al Ministro per lo sviluppo economico sullo schema di decreto recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica per l’anno 2009, e direttive all’Acquirente unico SpA in materia di contratti pluriennali di importazione per l’anno 2009;
- la decisione della Commissione Europea 2003/796/EC dell’ 11 novembre 2003 con cui viene istituito l’ERGEG, gruppo di lavoro europeo dei regolatori di elettricità e gas;
- la lettera di Terna SpA (di seguito: Terna) prot. Autorità n. 38842 del 9 dicembre 2008 con cui si comunicano all’Autorità i valori della capacità di trasporto per l’anno 2009 delle linee di interconnessione sulle frontiere elettriche con Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia;
- le regole per l’accesso alle reti di interconnessione tra Italia e Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia con i relativi allegati - *Access rules to France-Italy, Switzerland-Italy, Austria-Italy, Slovenia-Italy, Greece-Italy interconnections* (di seguito: *Access rules*) elaborate da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete partecipanti al gruppo di lavoro in ambito ERGEG, Iniziativa Regionale per il Centro-Sud Europa, e inviate da Terna all’Autorità in data 11 dicembre 2008, prot. Autorità 39344 del 11 dicembre 2008.

Considerato che:

- nell’anno 2006, in coerenza con le citate disposizioni di cui al regolamento n. 1228/2003, l’ERGEG ha avviato i lavori di 7 Iniziative Regionali Europee (ERI) tra cui quella relativa alla Regione Centro-Sud, coordinata dall’Autorità, di cui fanno parte Italia, Austria, Germania, Slovenia, Francia, Germania, Grecia e Svizzera come membro osservatore, con l’obiettivo di fornire un contributo concreto all’integrazione dei rispettivi mercati nazionali;
- con la deliberazione n. 329/07 l’Autorità, in conformità a quanto disposto dal decreto 18 dicembre 2007 ha, tra l’altro, approvato le disposizioni in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione valevoli per l’anno 2008 ed elaborate nell’ambito dei lavori della Regione Centro-Sud;
- i lavori di cui al precedente alinea sono proseguiti nell’anno 2008 anche con l’obiettivo di apportare nel breve periodo alcune migliorie alle regole di assegnazione della capacità di trasporto transfrontaliera in vigore per il medesimo anno;
- le *Access Rules* predisposte per l’anno 2009 nell’ambito della Regione Centro-Sud da parte dei gestori di rete partecipanti in conformità alle disposizioni del regolamento n. 1228/2003 e alle principali indicazioni fornite dai Regolatori che coordinano i lavori della medesima Regione sono state redatte in continuità con le regole adottate per l’anno 2008 apportando alcune modifiche per migliorare l’efficienza, la liquidità e la trasparenza del mercato della capacità assegnata e per la vendita automatica dei diritti di capacità di trasporto non utilizzati;
- il decreto 11 dicembre 2008 prevede, tra l’altro, che:
  a) l’assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulle frontiere con Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia è effettuata nell’ambito di procedure concorsuali condotte da Terna congiuntamente ai gestori di rete dei paesi interconnessi per l’allocazione congiunta bilaterale della capacità assegnabile;

b) i proventi delle procedure di assegnazione, per la quota spettante a Terna, sono utilizzati a salvaguardia dell'economicità delle forniture per i clienti finali, in misura corrispondente ai consumi medi degli stessi;

c) l'Autorità provvede a disciplinare le modalità di ripartizione dei proventi tenendo conto anche del passaggio dei clienti finali dal mercato tutelato al mercato libero;

- il decreto 11 dicembre 2008 prevede inoltre:

a) il mantenimento della riserva di capacità di trasporto ai fini dell'esecuzione dei contratti pluriennali per la sola frontiera svizzera e il mantenimento, sulla medesima frontiera, di una quota riservata alla società Raetia Energie;

b) la riserva di capacità di trasporto per i soggetti cui è stata concessa un'esenzione dalla disciplina di accesso a terzi, pari alla capacità concessa in esenzione e resa disponibile dall'entrata in esercizio delle relative linee di interconnessione private;

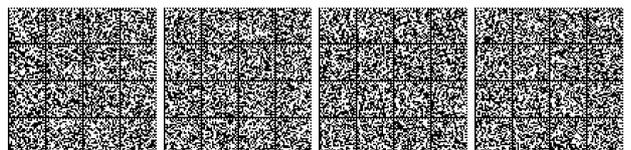
c) di ottemperare agli accordi assunti con la Repubblica di San Marino e lo Stato Città del Vaticano ripartendo i proventi delle assegnazioni dei DCT sulle interconnessioni con i Paesi della Comunità Europea, garantendo l'equivalenza economica rispetto all'assegnazione di riserva di capacità di trasporto, ovvero assegnando una riserva sulla capacità della frontiera svizzera;

d) la destinazione di una quota di capacità di trasporto sulla frontiera svizzera per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, rendendo disponibile per il mercato libero la quota parte di detta capacità giornaliera non utilizzata.

Considerato inoltre che:

- il decreto 11 dicembre 2008 prevede che l'energia elettrica importata dal titolare italiano del contratto pluriennale è interamente ceduta dallo stesso titolare all'Acquirente unico S.p.A. (di seguito: Acquirente unico) – alle medesime condizioni di cui al decreto 18 dicembre 2007 - al prezzo di 78 euro/MWh e che tale prezzo (di seguito: prezzo AU) è adeguato in corso d'anno dall'Autorità con modalità analoghe a quelle definite con riferimento al prezzo di assegnazione dei diritti di cui al decreto 15 novembre 2007 (di seguito: prezzo CIP6);
- ai sensi del decreto 15 novembre 2007, con la deliberazione n. 331/07 l'Autorità ha fissato le modalità di aggiornamento del prezzo CIP6 sulla base dell'andamento dei prezzi registrati nel mercato del giorno prima dell'energia elettrica ed in particolare del prezzo di acquisto di cui al comma 30.4, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 (nel seguito: PUN).

Ritenuto che sia opportuno:

- approvare la metodologia di aggiornamento per l'adeguamento del prezzo AU nel corso dell'anno 2009;
- approvare le *Access Rules* elaborate da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete partecipanti al gruppo di lavoro attivato nell'ambito dell' Iniziativa Regionale per il Centro-Sud Europa facente capo a ERGEG;

- in forza delle disposizioni di cui all'articolo 9 del regolamento n. 1228/2003, stabilire disposizioni per l'anno 2009 in materia di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione, coerentemente al decreto 11 dicembre 2008, prevedendo che i proventi delle procedure di assegnazione siano utilizzati per la riduzione equivalente dei corrispettivi di accesso alla rete per tutti i clienti finali del sistema elettrico nazionale;
- prevedere per l'anno 2010, nel rispetto dei criteri indicati dal decreto 11 dicembre 2008 e dal regolamento n. 1228/2003, una differente modalità di utilizzo dei proventi delle procedure di assegnazione della capacità di trasporto

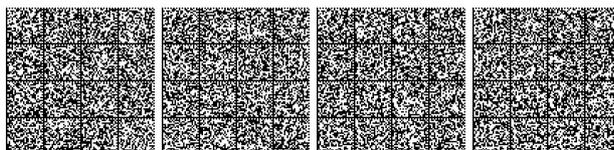
DELIBERA

1. di approvare le *Access Rules* elaborate da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete partecipanti al gruppo di lavoro attivato nell'ambito dell'Iniziativa Regionale per il Centro-Sud Europa facente capo a ERGEG, e inviate da Terna all'Autorità in data 11 dicembre 2008, prot. Autorità 39344 del 11 dicembre 2008;
2. di approvare le disposizioni per l'anno 2009 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero come definite nell'*Allegato A* al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale;
3. di prevedere che il prezzo AU per ciascun trimestre dell'anno 2009, a partire dal secondo, sia determinato a partire dal corrispondente prezzo per il primo trimestre del medesimo anno con la formula di seguito riportata e che l'Acquirente unico pubblichi sul proprio sito internet, entro il decimo giorno del primo mese di ciascun trimestre dell'anno 2009 a partire dal secondo, il prezzo AU determinato sulla base della presente deliberazione.

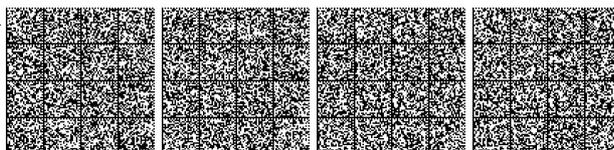
   - $PAU = PAU_1 \cdot \frac{PUN_T}{PUN_{T1}}$

   Dove:

   - PAU_1 è il prezzo AU del primo trimestre dell'anno 2009, fissato pari a 78 euro/MWh;
   - PUN_T è la media aritmetica del PUN nel trimestre precedente a quello cui l'aggiornamento si riferisce;
   - PUN_{T1} è la media aritmetica del PUN nell'ultimo trimestre dell'anno 2008;

4. di prevedere che a partire dall'anno 2010 i proventi delle procedure di assegnazione della capacità di trasporto siano utilizzati a riduzione dei corrispettivi di accesso alla rete per tutti i clienti finali del sistema elettrico nazionale attraverso la riduzione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06, mantenendo separata evidenza delle diverse partite economiche che concorrono alla sua determinazione;

5. di inviare, per informazione, copia del presente provvedimento alla *Commission de régulation de l'énergie, 2 rue du Quatre Septembre, 75084 Paris,* Francia, all'Ufficio federale dell'energia*, Worblenstrasse 32, Ittigen* e all' *Elektrizitätskommission ElCom*, Bundesamt für Energie *CH-3003 Bern*, Svizzera, all'*E-Control GmbH, Kaerntner Rudolfsplaz 13a, 1010, Wien,* Austria, all'*Agencija za energijo Republike Slovenije, Svetozarevska ul. 6, Maribor,* Slovenia ed alla *Regulatory Authority for Energy*, *Michalakopoulou Street* 80, 10192 *Athens* Grecia;
6. di trasmettere copia del presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro degli Affari Esteri, al Ministro per le Politiche Comunitarie, al Commissario europeo con delega all'energia, alla società Terna – Rete elettrica nazionale S.p.a. ed alla società Acquirente unico S.p.A.;
7. di pubblicare sulla Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 12 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

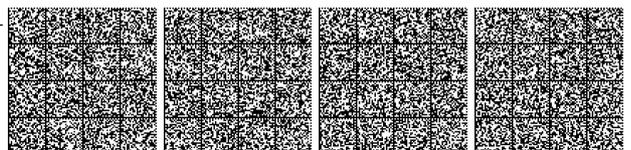
DISPOSIZIONI PER L'ANNO 2009 IN MATERIA DI GESTIONE DELLE CONGESTIONI IN IMPORTAZIONE ED ESPORTAZIONE SULLA RETE DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO

PARTE I
DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato ed all'articolo 1 del TIT - Allegato A alla deliberazione della medesima Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente integrato e modificato, nonché le seguenti definizioni:

- **Acquirente unico**: è la società Acquirente unico S.p.A.;
- **assegnatario** è il soggetto titolare di un'assegnazione;
- **assegnazione** è l'attribuzione di diritti di utilizzo di capacità di trasporto (DCT), ovvero di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica su una frontiera elettrica, al fine della esecuzione di scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- **assegnazione congiunta** è, per ciascuna frontiera elettrica, l'assegnazione effettuata congiuntamente dai gestori competenti;
- **capacità di trasporto** è la massima potenza destinabile in ciascuna ora all'esecuzione di scambi transfrontalieri di energia elettrica tra uno o più Stati confinanti e l'Italia. La capacità di trasporto viene univocamente definita con riferimento ai singoli Stati confinanti, al flusso di energia elettrica in ingresso (importazione) o in uscita (esportazione) nel/dal sistema elettrico nazionale, nonché ad un predefinito orizzonte temporale;
- **capacità di trasporto in importazione** è la capacità di trasporto riferita a scambi transfrontalieri finalizzati all'importazione di energia elettrica in Italia;
- **capacità di trasporto in esportazione** è la capacità di trasporto riferita a scambi transfrontalieri finalizzati all'esportazione di energia elettrica dall'Italia;
- **contratti pluriennali** sono i contratti di fornitura pluriennali vigenti al 19 febbraio 1997, data di entrata in vigore della direttiva 96/92/CE, abrogata e ora sostituita dalla direttiva 2003/54/CE;
- **diritti di utilizzo della capacità di trasporto (DCT)** sono diritti di utilizzo di capacità di trasporto assegnati su base annuale, mensile, giornaliera per l'importazione o l'esportazione di energia elettrica;
- **frontiera elettrica** è l'insieme delle linee elettriche di trasporto che connettono la Rete di trasmissione nazionale ad una o più reti di trasmissione appartenenti ad un singolo Stato confinante;
- **frontiera nord-ovest** è l'insieme delle frontiere elettriche con la Francia e con la Svizzera;
- **gestore di rete** è un ente o una società incaricata della gestione unificata delle reti di trasmissione in un determinato Stato;

- **gestore competente** è, per ciascuna frontiera elettrica, il gestore delle reti di trasmissione degli Stati confinanti cui la frontiera si riferisce;
- **nomina dei DCT** è la comunicazione irrevocabile, da parte di un assegnatario di DCT, della quota dei medesimi diritti nella sua disponibilità che intende utilizzare;
- **potenza media annuale al mese *I*** è il rapporto tra l'energia elettrica complessivamente prelevata nell'anno 2007 da tutti i punti di prelievo inclusi, al mese *I*, in un contratto di dispacciamento ed il numero di ore comprese nell'anno 2007;
- **quote di capacità di trasporto allocate autonomamente** sono le quote di capacità di trasporto allocate tramite assegnazione autonoma da parte dei gestori di rete esteri e pari, complessivamente, alla misura massima del 50% della capacità di trasporto giornaliera
- **quote di capacità di trasporto pre-assegnate** sono le quote di capacità di trasporto corrispondenti alle riserve per l'importazione, per il transito e per il reingresso di energia elettrica;
- **responsabile dell'assegnazione** è, per ciascuna frontiera elettrica, il soggetto designato dai gestori competenti per l'assegnazione di DCT in importazione o esportazione relativi alla medesima frontiera;
- **rete di interconnessione** è la rete elettrica costituita dalle reti di trasmissione nazionali degli Stati confinanti;
- **rilascio dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto** è la cessione di DCT al responsabile dell'assegnazione per la riassegnazione;
- **riserve per l'importazione** sono le quote di capacità di trasporto riservate, ai sensi delle disposizioni di cui al decreto 11 dicembre 2008, ai fini dell'importazione di energia elettrica, alla parte italiana titolare dei contratti pluriennali, nonché alla società Raetia Energie;
- **riserva per il reingresso** è la quota di capacità di trasporto riservata, ai sensi delle disposizioni di cui al decreto 11 dicembre 2008, alla società Edison Spa per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera;
- **scambi transfrontalieri di energia elettrica** sono l'importazione o l'esportazione di energia elettrica attraverso una frontiera elettrica con l'Italia o il transito di energia elettrica;
- **Stato confinante** è qualunque Stato la cui rete di trasmissione è interconnessa alla Rete di trasmissione nazionale;
- **trasferimento di diritti di utilizzo della capacità di trasporto** è la cessione di DCT da un titolare ad un altro soggetto dotato dei medesimi requisiti;
- **Terna** è la società Terna – Rete elettrica nazionale Spa;
- **transito di energia elettrica** è l'importazione di energia elettrica e la sua contestuale esportazione;
- **zona** è ciascuna zona della rete rilevante definita dal Gestore della rete ai sensi dell'articolo 15 della deliberazione n. 111/06 ed approvata dall'Autorità;
- **zona virtuale** è una zona non stabilita sul territorio nazionale e corrispondente ad una frontiera elettrica;
- **regolamento n. 1228/2003** è il regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, come successivamente modificato e integrato, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e pubblicato sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea L 176 del 15 luglio 2003;

- **decreto 11 dicembre 2008** è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 11 dicembre 2008 recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica, per l'anno 2009, e direttive all'Acquirente unico SpA in materia di contratti pluriennali in importazione per l'anno 2009;
- **disciplina del dispacciamento** è l'insieme delle condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale stabilite dalla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;
- ***Access rules*** *to France-Italy, Switzerland-Italy, Austria-Italy, Slovenia-Italy, Greece-Italy Interconnections* sono le regole definite da Terna e dagli altri gestori di rete confinanti per la definizione, l'assegnazione e l'utilizzo dei DCT per ciascuna frontiera elettrica per l'anno 2009.

Articolo 2
Oggetto e finalità

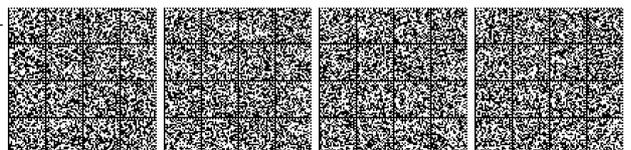
2.1 Con il presente provvedimento, relativamente alle frontiere elettriche con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia e la Grecia, vengono definite disposizioni attuative degli articoli 5 e 6 del regolamento n. 1228/2003 al fine di:

a) consentire l'accesso alla rete di interconnessione per l'importazione di energia elettrica disponibile al minimo costo per il sistema elettrico italiano, nonché per l'esportazione ed il transito di energia elettrica a mezzo della Rete di trasmissione nazionale;

b) garantire l'uso efficiente della Rete di trasmissione nazionale mediante l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con metodi di mercato che prevedano la formazione di segnali economici ai gestori di rete ed agli operatori di mercato atti alla valorizzazione dell'utilizzo della medesima rete in caso di scarsità;

c) assicurare la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità dell'accesso alla rete di interconnessione, promuovendo la concorrenza.

d) consentire l'adozione di una metodologia congiunta per l'allocazione della capacità di trasporto da parte dei gestori competenti per la stessa frontiera elettrica.

2.2 Con il presente provvedimento vengono inoltre definite disposizioni per l'anno 2009 per l'assegnazione di riserve di capacità di trasporto ai fini dell'importazione, del transito e del reingresso di energia elettrica, ai sensi del decreto 11 dicembre 2008.

PARTE II
GESTIONE DELLE CONGESTIONI SULLA RETE DI INTERCONNESSIONE

Articolo 3
Capacità di trasporto utilizzabile

3.1 La capacità di trasporto utilizzabile per l'effettuazione di scambi transfrontalieri di energia elettrica in importazione e in esportazione per le frontiere elettriche con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia e la Grecia è definita in modo congiunto dai rispettivi gestori competenti.

Articolo 4
Gestione delle congestioni in fase di programmazione

4.1 Le congestioni sulla rete di interconnessione in fase di programmazione sono risolte in modo congiunto dai gestori di rete competenti per ciascuna frontiera per mezzo dell'assegnazione di DCT, effettuata tramite le procedure concorsuali previste dalle *Access rules* in conformità a quanto disposto dal regolamento n. 1228/2003, su base annuale, mensile e giornaliera.

4.2 L'energia elettrica corrispondente alle nomine di DCT in importazione e in esportazione per una frontiera elettrica è considerata, rispettivamente, immessa e prelevata nei corrispondenti punti di importazione ed esportazione ai sensi della disciplina del dispacciamento.

4.3 Ai fini dell'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, del calcolo del valore netto delle transazioni e della determinazione del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima, le offerte di acquisto e di vendita ed i programmi di immissione e di prelievo di cui è richiesta la registrazione nell'ambito del servizio di dispacciamento corrispondenti a punti di dispacciamento di importazione e di esportazione hanno priorità, a parità di prezzo, rispetto alle offerte e ai programmi corrispondenti agli altri punti di dispacciamento.

Articolo 5
Gestione delle congestioni nel tempo reale

5.1 Terna risolve le eventuali congestioni sulla rete di interconnessione in tempo reale mediante l'approvvigionamento di risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento.

5.2 Terna, con cadenza trimestrale, trasmette all'Autorità una relazione tecnica recante le modalità adottate per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione in tempo reale, unitamente alla stima dei costi sostenuti per tale attività suddivisi per frontiera elettrica, evidenziando la differenza tra gli scambi transfrontalieri programmati come derivanti dalle nomine dei DCT e i valori dei medesimi scambi come registrati in tempo reale e la quota dei costi sostenuti imputabile alla medesima differenza.

Articolo 6

Diritti di utilizzo della capacità di trasporto

6.1 Il valore di capacità di trasporto associato a ciascuna tipologia di DCT relativi ad una frontiera elettrica in ciascuna ora del periodo cui i medesimi diritti si riferiscono, è definito dai gestori competenti sulla base della totale capacità di trasporto tenendo conto dei periodi di manutenzione programmata dell'interconnessione e dei profili tipici delle coperture nei mercati dell'energia elettrica dei relativi Stati confinanti.

6.2 La quantità complessiva di DCT assegnabile è pari alla totale capacità di trasporto per ciascuna frontiera su base annuale, mensile e giornaliera determinata anche in considerazione delle quote di cui all'Articolo 8 e delle quote riservate ai sensi della legislazione svizzera.

6.3 L'assegnazione di DCT comporta il diritto ad utilizzare una identica quota di capacità di trasporto ai fini dell'importazione (esportazione) di energia elettrica nel (dal) sistema elettrico nazionale.

6.4 Unitamente alle modalità di partecipazione alle procedure concorsuali di cui al precedente alinea le *Access rules* definiscono i diritti e gli obblighi degli assegnatari di DCT e le modalità di utilizzo dei DCT in importazione ed esportazione.

6.5 A ciascun soggetto assegnatario di DCT non si applica il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto di cui alla disciplina del dispacciamento, limitatamente alla quota corrispondente alla differenza tra il prezzo nella zona adiacente alla frontiera elettrica cui i DCT si riferiscono e il prezzo della zona in cui l'energia elettrica importata o esportata si considera rispettivamente immessa o prelevata.

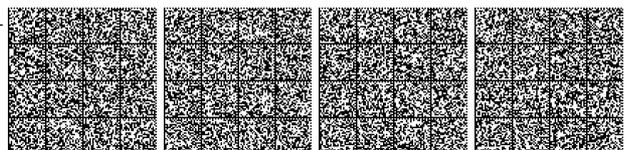
Articolo 7

Regolamento per la gestione delle congestioni

7.1 Nel caso in cui sia necessario apportare delle modifiche al regolamento adottato per l'anno 2008, Terna predispone e trasmette all'Autorità entro il 15 dicembre 2008 uno o più schemi di regolamento in tema di modalità applicative per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione per l'anno 2009.

7.2 Il regolamento di cui al precedente comma 7.1 prevede anche:

a) i requisiti per l'attribuzione, agli utenti del dispacciamento che ne facciano richiesta, delle unità di produzione e di consumo virtuali corrispondenti alle frontiere elettriche e funzionali alla presentazione di programmi o di offerte per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica;

b) le modalità e le tempistiche per l'attribuzione delle unità virtuali di cui alla precedente lettera a).

PARTE III
DISPOSIZIONI IN MERITO A RISERVE PER L'IMPORTAZIONE, IL TRANSITO E IL REINGRESSO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Articolo 8
Assegnazione di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica

8.1 Per l'anno 2009, ai sensi del decreto 11 dicembre 2008, sono assegnate quote di capacità di trasporto annuale per l'importazione di energia elettrica relativamente alla frontiera elettrica con la Svizzera:

a) al titolare italiano del contratto pluriennale la cui controparte ha sede nello Stato svizzero nei limiti di quanto necessario all'esecuzione di detto contratto e comunque non superiore a 600 MW complessivi, di cui la metà devono essere computati quale quota allocata autonomamente dal gestore di rete svizzero;

b) ai titolari di linee di trasporto transfrontaliere cui è stata concessa un'esenzione dal regime di accesso di terzi, per la capacità resa disponibile sulla medesima frontiera da dette linee e per la quale è stata concessa l'esenzione; la metà di tale capacità è computata quale quota allocata autonomamente dal gestore di rete svizzero ;

c) per una quantità non superiore a 150 MW, alla società Raetia Energie;

d) alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano, ai soli fini del transito di energia elettrica, per la quota di diritti per i quali i medesimi Stati abbiano indicato la frontiera con la Svizzera ai sensi del comma 9.1.

e) ai fini dell'importazione di energia elettrica da parte della società Edison Spa per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, per una quantità non superiore a 60 MW e con le modalità di cui al decreto 11 dicembre 2008;

8.2 Gli assegnatari di quote di capacità di trasporto allocate autonomamente da parte del gestore di rete svizzero, ovvero gli assegnatari di quote di capacità di trasporto pre-assegnate, sono tenuti ad osservare le disposizioni previste nella disciplina del dispacciamento e nel regolamento di cui all'articolo 7.

Articolo 9
Diritti e obblighi degli assegnatari di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica

9.1 Gli Stati di cui al comma 8.1 lettera c), sono tenuti ad indicare in maniera definitiva ed irrevocabile per l'intero anno 2009 a Terna con riferimento a quale frontiera elettrica appartenente alla frontiera nord-ovest intendono esercitare i diritti loro pre-assegnati ai sensi del decreto 11 dicembre 2008.

9.2 I soggetti assegnatari di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica ai sensi dell'Articolo 8, sono tenuti a comunicare all'operatore di sistema e a Terna un programma orario di scambio alla frontiera. La comunicazione del suddetto programma orario deve avvenire con le medesime modalità previste per la nomina dei DCT e la comunicazione a Terna dei programmi di immissione ai sensi della disciplina del dispacciamento e nel rispetto del regolamento di cui all'articolo 7.

9.3 Il programma di cui al comma 9.2, non può prevedere, in alcuna ora, l'importazione o l'esportazione di una potenza superiore alla capacità di trasporto riservata nella medesima ora.

9.4 Ai programmi orari di scambio transfrontaliero di energia elettrica di cui al comma 9.2 sono applicabili i corrispettivi relativi all'assegnazione dei diritti di capacità di trasporto sulla rete rilevante secondo la disciplina del dispacciamento e secondo quanto previsto al comma 6.5

Articolo 10

Diritti e obblighi dei soggetti cui sono state allocate quote di capacità di trasporto autonomamente dai gestori di rete esteri

10.1 Ai soggetti cui siano allocate autonomamente, da parte di un gestore di rete estero, quote della capacità di trasporto, sono riconosciuti i medesimi diritti ed obblighi di cui all'Articolo 9, ad eccezione del comma 9.1, purché il medesimo gestore di rete si impegni:

a) a rendere disponibile alla frontiera la potenza complessivamente prevista nei programmi orari di scambio risultanti in applicazione del regolamento di cui all'Articolo 7;

b) ad applicare una disciplina trasparente e non discriminatoria per il servizio di trasporto, sulle reti stabilite sul proprio territorio nazionale, dell'energia elettrica destinata all'importazione in Italia. In particolare, in caso di adozione di meccanismi per la risoluzione delle congestioni basati su metodi di mercato, tali meccanismi devono essere applicati in maniera non discriminatoria ai flussi di energia elettrica destinati all'importazione in Italia e ai flussi di energia elettrica immessa o destinata al prelievo nel medesimo Paese.

PARTE IV
DISPOSIZIONI IN MERITO AI PROVENTI DERIVANTI DALL'ASSEGNAZIONE DEI DCT E DALLA CESSIONE AL MERCATO DELL'ENERGIA DEL CONTRATTO PLURIENNALE

Articolo 11

Ripartizione dei proventi derivanti dall'assegnazione dei DCT in importazione ed esportazione tra i gestori competenti

11.1 I proventi derivanti dalle procedure di assegnazione congiunta dei DCT per ciascuna frontiera elettrica sono ripartiti tra i relativi gestori competenti proporzionalmente ai DCT che ciascun gestore rende disponibile per tali assegnazioni: pari al 50% della capacità disponibile al netto di eventuali quote allocate autonomamente.

Articolo 12

Destinazione dei proventi derivanti dall'assegnazione dei DCT in importazione ed esportazione e dalla cessione al mercato dell'energia relativa al contratto pluriennale

12.1 I proventi spettanti a Terna di cui al comma 12.2 vengono destinati agli utenti del dispacciamento ai sensi del presente articolo.

12.2 Con riferimento a ciascun mese dell'anno 2009 Terna calcola il totale dei proventi di sua spettanza come somma dei proventi relativi alle assegnazioni dei DCT per ciascuna tipologia e per ciascuna frontiera secondo quanto stabilito dal precedente Articolo 11;

12.3 Ciascun utente del dispacciamento è tenuto a comunicare a Terna il valore della potenza media annuale certificato dalle imprese distributrici con le modalità di cui al comma 12.4 per ciascun mese, entro il giorno 7 del mese successivo a quello cui il valore certificato della potenza media annuale si riferisce.

12.4 Le imprese distributrici forniscono a ciascun utente del dispacciamento, entro la fine di ciascun mese a partire da gennaio 2009, con riferimento al contratto di dispacciamento in prelievo di cui il medesimo utente è titolare, il valore della potenza media annuale riferita al primo giorno del medesimo mese.

12.5 La Repubblica di San Marino e lo Stato della Città del Vaticano hanno il diritto a ricevere da Terna, una quota dei proventi complessivi derivanti dall'assegnazione di DCT costanti in tutte le ore dell'anno sulla frontiera elettrica con la Francia pari, rispettivamente, al rapporto tra:

a) la quota di diritti per i quali i medesimi Stati abbiano indicato la medesima frontiera ai sensi del comma 9.1;

b) la totale capacità di trasporto resa disponibile per l'assegnazione dei medesimi DCT sulla stessa frontiera;

12.6 L'Acquirente unico ha il diritto di ricevere da Terna un corrispettivo pari alla quota $Q_{tutelato}$, di cui al comma 12.8 e fissato inizialmente pari al 15%, dei proventi di cui al comma 12.2 al netto della quota di cui al comma 12.5;

12.7 Ciascun utente del dispacciamento, diverso dall'Acquirente unico, ha il diritto a ricevere da Terna per ciascun mese un corrispettivo pari al prodotto tra:

a) la quota Q_{libero}, di cui al comma 12.8, dei proventi di cui al comma 12.2 al netto della quota di cui al comma 12.5;

b) il rapporto, calcolato con riferimento a ciascun mese, tra la potenza media annuale corrispondente al medesimo utente del dispacciamento per quel mese e la somma delle potenze medie annuali di tutti gli utenti del dispacciamento diversi dall'Acquirente unico;

12.8 Le quote $Q_{tutelato}$ e Q_{libero} sono determinate come segue:

a) se $P_{MediaLiberoMeseK} \geq P_{MediaLiberoGen09}$:

$$Q_{tutelato} = 15 \cdot \left[1 - \frac{P_{MedialiberoMesek} - P_{MediaLiberoGen09}}{P_{MA} - P_{MediaLiberoGen09}} \right] \%$$

$$Q_{libero} = [1 - Q_{tutelato}]\%$$

b) se $P_{MediaLiberoMeseK} < P_{MediaLiberoGen09}$:

$$Q_{tutelato} = 15 \cdot \%$$

$$Q_{libero} = [1 - Q_{tutelato}]\%$$

Dove:

$P_{MediaLiberoMeseK}$	è la potenza media annua complessiva relativa al mese *K-esimo* dell'anno 2009 corrispondente agli utenti del dispacciamento in prelievo diversi dall'Acquirente unico;
$P_{MediaLiberoGen09}$	è la potenza media annua complessiva relativa al mese di gennaio dell'anno 2009 corrispondente agli utenti del dispacciamento in prelievo diversi dall'Acquirente unico;
P_{MA}	è la potenza media annua del sistema elettrico nazionale al netto delle perdite e degli autoconsumi per l'anno 2007.

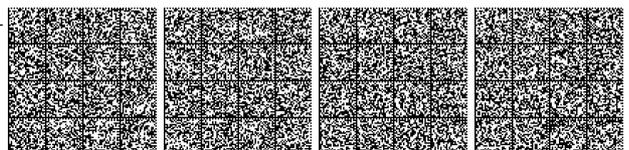
12.9 Le imprese distributrici sono tenute a rendere evidenza delle modalità di calcolo della potenza media annuale di cui al comma 12.4 agli utenti del dispacciamento, qualora da questi richiesto.

PARTE V
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 13
Disposizioni transitorie e finali

13.1 La Direzione Mercati dell'Autorità verifica la conformità degli schemi di cui al comma 7.1 alle disposizioni del presente provvedimento, comunicando a Terna, entro 2 giorni lavorativi dal loro ricevimento, l'esito di dette verifiche. Trascorso il predetto termine gli schemi si intendono positivamente verificati.

13.2 Le assegnazioni dei DCT su base annuale e mensile, con riferimento al mese di gennaio 2009, devono avvenire entro il 31 dicembre 2008.

09A00780

DELIBERAZIONE 15 dicembre 2009.

Modifiche alla deliberazione ARG/elt 78/08, disposizioni urgenti in materia di perequazione generale per l'anno 2007 e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Avvio di procedimento ai fini di quanto disposto dall'articolo 2, comma 5, del decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze 22 giugno 2005. (Deliberazione ARG/elt 183/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 15 dicembre 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 6 agosto 2004, recante determinazione dei costi non recuperabili del settore dell'energia elettrica (di seguito: decreto 6 agosto 2004);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze 22 giugno 2005, recante modalità di rimborso e di copertura di costi non recuperabili, relativi al settore dell'energia elettrica, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE (di seguito: decreto 22 giugno 2005);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: deliberazione n. 5/04);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04 (di seguito: Testo integrato 2004-2007), e in particolare la Parte III;
- la deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2005, n. 115/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 luglio 2005, n. 163/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 202/05;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2005, n. 285/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 febbraio 2006, n. 43/06;
- la deliberazione dell'Autorità 14 luglio 2006, n. 145/06;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2006, n. 286/06;
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 76/07;
- la deliberazione dell'Autorità 23 aprile 2007, n. 95/07 (di seguito: deliberazione n. 95/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 159/07;

- la deliberazione dell'Autorità 6 luglio 2007, n. 168/07 (di seguito: deliberazione n. 168/07);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07 (di seguito: deliberazione n. 177/07);
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2007, n. 322/07 (di seguito: deliberazione n. 322/07);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007 n. 336/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 e, in particolare, l'Allegato A, come successivamente modificata e integrata (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 21 febbraio 2008, ARG/elt 18/08;
- la deliberazione dell'Autorità 21 maggio 2008, ARG/elt 65/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 65/08);
- la deliberazione dell'Autorità 17 giugno 2008, ARG/elt 78/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 78/08);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2008, ARG/elt 110/08;
- la determina del Direttore della Direzione Tariffe dell'Autorità 4 febbraio 2008, n. 1/08 (di seguito: determina n. 1/08);
- la nota di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 21 giugno 2007 prot. Autorità n. 015339 del 25 giugno 2007 (nota 21 giugno 2007);
- la nota di Enel Distribuzione S.p.A. del 14 maggio 2008, prot. 0225151, ricevuta dall'Autorità in data 20 maggio 2008, prot. Autorità 14540;
- la nota di Terna del 30 maggio 2008, prot. TE/P2008008894, ricevuta dall'Autorità in data 4 giugno 2008, prot. Autorità 16197;
- la nota dell'Acquirente Unico S.p.A. del 16 giugno 2008, ricevuta dall'Autorità in data 16 giugno 2008, prot. Autorità 017554 (nota 16 giugno 2008);
- la nota di Terna del 16 giugno 2008, ricevuta dall'Autorità in data 17 giugno 2008, prot. Autorità 17684;
- la nota della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) 17 settembre 2008, prot. 001848 ricevuta dall'Autorità in data 26 settembre 2008, prot. 0028579 (di seguito: nota 15 settembre 2008);
- la nota della Cassa 25 settembre 2008, ricevuta dall'Autorità in data 20 ottobre 2008, prot. 0031041;
- la lettera Enel del 27 novembre 2008, prot. n. 183, ricevuta dall'Autorità in data 10 dicembre 2008, prot. 0039164, come integrata dalla lettera del 2 dicembre 2008, prot. Enel n. 184 ricevuta dall'Autorità in data 10 dicembre 2008, prot. 0039166 (di seguito comunicazione del 27 novembre 2008).

Considerato che:

- la Parte III, Titolo 1, Sezione 1, del Testo integrato 2004-2007 disciplina i meccanismi di perequazione generale relativi al periodo di regolazione 2004-2007;
- con deliberazione n. 322/07 è stata disciplinata la perequazione dei ricavi relativi alla remunerazione del servizio di misura per l'anno 2007;
- con deliberazione ARG/elt 78/08 l'Autorità ha, tra l'altro:
  - i) disciplinato le modalità di erogazione di acconti sulla perequazione generale 2006 e di successivo completamento delle procedure;
  - ii) differito i termini relativi alle verifiche del vincolo V1 e sospeso i termini relativi a perequazione generale e conguagli annuali di cui alla Sezione 3 del TIV per l'anno 2007;

- con deliberazione ARG/elt 110/08 l'Autorità ha ulteriormente disciplinato le modalità per la fatturazione dei conguagli del servizio di dispacciamento con riferimento all'energia elettrica immessa e prelevata nell'anno 2006; e che dette modalità incidono sulla tempistica delle conseguenti attività di conguaglio di competenza dell'Acquirente unico in relazione a quanto previsto dal comma 29.2 del Testo integrato 2004-2007;
- le attività di conguaglio del servizio di dispacciamento con riferimento all'energia elettrica immessa e prelevata nell'anno 2006 non sono state ancora completate e, secondo quanto comunicato per le vie brevi da Terna, sono in via di prossima conclusione;
- considerato che, anche in conseguenza delle attività condotte da Terna e dalle imprese distributrici in relazione alla soluzione delle anomalie riscontrate nella determinazione delle partite di energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale nell'anno 2007, non risultano ancora disponibili i dati necessari per la definizione delle partite relative alla perequazione generale per l'anno 2007;
- i ritardi nella definizione delle partite di cui al precedente alinea incide negativamente sulla finanza delle imprese distributrici e può produrre ripercussioni negative sui costi di produzione del servizio a danno del cliente finale;
- in conseguenza dei ritardi di cui ai precedenti alinea non sono disponibili dati provvisori relativamente alle partite di perequazione per l'anno 2007.

Considerato che:

- il decreto 6 agosto 2004 ha quantificato i costi non recuperabili del settore elettrico (*stranded costs*), la cui copertura è garantita da conto di gestione alimentato tramite la componente tariffaria A6;
- il decreto 22 giugno 2005 ha disciplinato le modalità di rimborso dei costi non recuperabili di cui al precedente punto, introducendo un piano di pagamento contingentato il cui effetto si è esaurito il 30 giugno 2006;
- successivamente al 30 giugno 2006, con deliberazione n. 132/06 e con deliberazione n. 207/06, l'Autorità ha impartito disposizioni alla Cassa al fine di ottimizzare la gestione finanziaria delle giacenze disponibili nei conti di gestione, al fine di contenere l'onere finanziario derivante dal tardato pagamento dei costi non recuperabili di cui al decreto 6 agosto 2004;
- alla data del presente provvedimento, risultano non ancora rimborsate le partite di cui all'Allegato C del decreto 6 agosto 2004, relativamente alla competenza degli anni 2007, 2008 e 2009 e, in parte, relativamente alla competenza dell'anno 2004;
- sulla base della deliberazione n. 132/06 è previsto che la Cassa proceda al pagamento degli importi di cui all'Allegato C del decreto 6 agosto 2004 di competenza dell'anno 2007 entro la fine del corrente anno;
- il "Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione" di cui al comma 54.1, lettera e), del Testo Integrato (di seguito: conto A6) alimentato dalla componente tariffaria A6, risulta creditore nei confronti del "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate" di cui al comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato (di seguito: conto A3), alimentato dalla componente tariffaria A3;

- tenuto conto delle stime fornite dal GSE in relazione alla posizione finanziaria connessa alla gestione delle incentivazioni delle fonti rinnovabili ed assimilate, nel corso del 2008 e del primo trimestre 2009 è prevedibile il reintegro da parte del conto A3 al conto A6 di parte considerevole del suddetto credito;
- con comunicazione del 27 novembre 2008, l'Enel S.p.A., beneficiaria delle sopra indicate partite economiche non ancora rimborsate, di cui all'Allegato C del decreto 6 agosto 2004, ha espresso l'interesse a poter ottenere il pagamento totale delle medesime entro la fine del corrente anno, opportunamente attualizzate per tener conto del loro riconoscimento anticipato rispetto al termine del 31 dicembre 2009; e che il tasso di attualizzazione proposto è pari all'Euribor, base 360, 1 mese, maggiorato di 80 punti base;
- il tasso di attualizzazione proposto risulta superiore al tasso goduto dalla Cassa in relazione alle giacenze dei propri conti di gestione e che pertanto, l'anticipazione del pagamento a favore di Enel garantisce una riduzione dell'onere complessivo a carico dei clienti finali;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 5, del decreto 22 giugno 2005, il volume di gas naturale oggetto di rimborso per costi non recuperabili di cui all'art. 3 del decreto 6 agosto 2004 non può essere superiore al volume di gas naturale della società titolare del contratto di importazione dalla Nigeria destinato alla generazione di energia elettrica e, in caso contrario, l'importo da rimborsare è ridotto proporzionalmente;
- che ai sensi della medesima disposizione, i criteri e le modalità di verifica in relazione a quanto previsto dal precedente punto, sono definiti con provvedimenti dell'Autorità.

Ritenuto opportuno:

- ridefinire, in relazione alla perequazione 2006, la tempistica prevista dall'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 78/08, alla luce delle disposizioni della deliberazione ARG/elt 110/08;
- modificare il contenuto delle disposizioni di cui al comma 4.6 della deliberazione ARG/elt 78/08, prevedendo il riconoscimento di un interesse pari a quello fissato dal comma 42.11 del Testo integrato 2004-2007 sulle somme ancora dovute dalla Cassa, calcolato a decorrere dalla data in cui l'impresa distributrice medesima ha reso disponibili in modo definitivo i dati alla società Terna S.p.A., ai sensi delle disposizioni di cui al punto 1 della deliberazione n. 110/08;

Ritenuto opportuno:

- estendere anche con riferimento all'anno 2007 la possibilità offerta agli esercenti con la deliberazione ARG/elt 78/08 di richiedere alla Cassa l'erogazione in acconto, salvo conguaglio, degli ammontari di perequazione relativi a detto anno, limitatamente alla perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e al servizio di maggior tutela;
- stabilire che le erogazioni in acconto siano effettuate nei limiti delle disponibilità di cassa rinvenienti, dall'applicazione della componente tariffaria UC1;
- prevedere che l'ammontare di perequazione da erogare in acconto a ciascuna impresa distributrice sia determinato in funzione del peso degli ammontari di perequazione per la medesima impresa distributrice sul totale, con riferimento all'ultimo anno per il quale sono disponibili dati definitivi;

- dare disposizioni per il riavvio delle attività connesse alla definizione degli ammontari di perequazione generale per l'anno 2007.

Ritenuto opportuno:

- prevedere che la Cassa effettui il pagamento all'Enel S.p.A., entro il 31 dicembre 2008, di tutte le partite economiche residue di cui all'Allegato C del decreto 6 agosto 2008, in considerazione del beneficio che ne deriva in termini di riduzione degli oneri generali di sistema;
- che, al fine di procedere al pagamento di cui al precedente punto entro il termine stabilito, la Cassa possa utilizzare transitoriamente risorse disponibili presso altri conti di gestione, secondo quanto già consentito dal comma 54.3 del TIT;
- che il pagamento di cui ai precedenti punti sia effettuato a titolo di acconto, salvo conguaglio, fino ad espletamento delle verifiche di cui all'articolo 2, comma 5, del decreto 22 giugno 2005; e che qualora le verifiche comportassero una riduzione degli importi spettanti all'Enel S.p.A., le somme erogate ai sensi del presente provvedimento vengano maggiorate degli interessi;
- avviare un procedimento finalizzato alla definizione dei criteri e delle modalità di verifica del rispetto di quanto disposto dall'articolo 2, comma 5 del decreto 22 giugno 2005

DELIBERA

Articolo 1
Modifiche alla deliberazione ARG/elt 78/08

1.1 Il comma 4.1 della deliberazione ARG/elt 78/08 è sostituito dal seguente:

"Ai fini della determinazione degli ammontari definitivi di perequazione per l'anno 2006, entro il termine massimo di 30 giorni dal ricevimento delle fatture di conguaglio emesse da Terna S.p.A. in base alle disposizioni di cui al punto 3 della deliberazione ARG/elt 110/08, l'Acquirente Unico, in relazione alle attività di competenza, provveda ad effettuare le operazioni di conguaglio connesse e funzionali all'adempimento di quanto previsto dal comma 29.2 del Testo integrato 2004-2007."

1.2 Il comma 4.6 della deliberazione ARG/elt 78/08 è sostituito dal seguente:

"Con riferimento all'anno 2006, la Cassa riconosce all'esercente, sulle somme ancora dovute, un interesse pari a quello fissato dal comma 42.11 del Testo integrato 2004-2007, calcolato a decorrere dalla data in cui l'esercente medesimo ha reso disponibili, in modo definitivo, i dati alla società Terna S.p.A., ai sensi delle disposizioni di cui al punto 1 della deliberazione ARG/elt 110/08"

Articolo 2
Disposizioni in materia di erogazione a titolo di acconto degli ammontari di perequazione per l'anno 2007

2.1 Con riferimento alla perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e al servizio di maggior tutela relativa all'anno 2007 gli esercenti, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, possono richiedere alla Cassa l'erogazione di ammontari di perequazione in acconto, salvo conguaglio.

2.2 Le erogazioni in acconto sono effettuate nei limiti delle disponibilità di cassa previste all'1 marzo 2009, rinvenienti dall'applicazione della componente tariffaria UC1 fino al 31 dicembre 2008.

2.3 L'ammontare di perequazione massimo riconoscibile in acconto a ciascun esercente è calcolato dalla Cassa, tenuto conto di quanto disposto al precedente comma 2.2, in funzione del peso degli ammontari di perequazione per la medesima impresa distributrice sul totale, con riferimento all'anno 2005.

2.4 La Cassa provvede all'erogazione dell'acconto entro 5 (cinque) giorni dalla richiesta di cui al precedente comma 2.1. A tal fine, ove necessario, adotta le procedure consentite dal comma 54.3 del TIT.

2.5 Nel caso in cui l'ammontare riconosciuto a titolo di acconto ai sensi dei commi 2.3 e 2.4, risulti superiore all'ammontare calcolato in sede di determinazione definitiva, l'importo che l'esercente è tenuto a restituire in sede di conguaglio è maggiorato di un interesse calcolato applicando un tasso pari a quello di cui al comma 42.11 del Testo integrato 2004-2007.

Articolo 3
Riavvio della perequazione generale per l'anno 2007

3.1 Entro il 30 gennaio 2009, la Cassa rende disponibile agli esercenti la modulistica per la raccolta dei dati necessari alla quantificazione degli ammontari di perequazione generale relativi all'anno 2007, ivi incluse le perequazioni e i conguagli annuali di cui alla Sezione 3 del TIV e la perequazione dei ricavi del servizio di misura di cui alla deliberazione n. 322/07.

3.2 Gli esercenti, servendosi della modulistica di cui al precedente comma, comunicano alla Cassa i dati richiesti entro 30 giorni dalla data di messa a disposizione della medesima modulistica ovvero, se successiva, dalla data di fatturazione delle partite economiche di cui al comma 29.2 del Testo integrato 2004-2007, relative all'anno 2007 e alle partite economiche di cui al comma 13 *sexies* del TIV.

3.3 Il mancato rispetto del termine di cui al precedente comma 3.2 comporta l'applicazione delle disposizioni di cui al comma 42.7del Testo integrato 2004-2007.

3.4 Per le conseguenti attività di comunicazione dei risultati, incasso ed erogazione degli ammontari di perequazione, la Cassa procede secondo cadenze temporali coerenti con quelle previste dall'articolo 4, commi 4.3, 4.4 e 4.5, della deliberazione ARG/elt 78/08.

3.5 Con riferimento all'anno 2007 e a condizione che il termine di cui al comma 3.2 venga rispettato, la Cassa riconosce all'esercente, sulle somme ancora dovute, un interesse pari a quello fissato dal comma 42.11 del Testo integrato 2004-2007, calcolato a decorrere dalla data in cui l'esercente medesimo ha reso disponibili alla società Terna SpA, in modo definitivo, i dati necessari per il completamento delle attività di conguaglio del servizio di dispacciamento con riferimento all'energia elettrica immessa e prelevata nell'anno 2007.

3.6 Nel caso in cui l'esercente non abbia rispettato il termine di cui al comma 3.2, l'interesse di cui al comma 6 sulle somme ancora dovute è calcolato a decorrere dal sessantesimo giorno successivo alla comunicazione da parte della Cassa della quantificazione definitiva degli ammontari di perequazione.

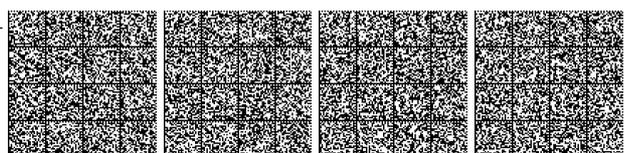
3.7 Decorso il termine di cui al comma 2, le disposizioni di cui all'articolo 2, commi 3, 4 e 5, della deliberazione ARG/elt 78/08, si applicano anche con riferimento all'anno 2007.

Articolo 4
Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico

4.1 Entro il 20 dicembre 2008, la Cassa provvede al pagamento di tutte le partite economiche residue di cui all'Allegato C del decreto 6 agosto 2008, salvo quanto disposto al comma 4.2.

4.2 Le partite di cui al comma 4.1 di competenza degli anni 2004, 2008 e 2009, la cui scadenza ultima di pagamento è prevista per il 31 dicembre 2009, sono attualizzate applicando un tasso di interesse pari alla media delle quotazioni giornaliere dell'Euribor, base 360, 1 mese, dei trenta giorni precedenti l'approvazione del presente provvedimento, maggiorato di 80 punti base.

4.3 Il pagamento di cui al comma 4.1 è effettuato a titolo di acconto, salvo conguaglio, fino ad espletamento delle verifiche relative a quanto disposto dall'articolo 2, comma 5, del decreto 22 giugno 2005.

4.4 Nel caso in cui, in esito alle verifiche di cui al comma 4.3, l'importo da rimborsare debba essere ridotto ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 2, comma 5, del decreto 22 giugno 2005, il maggior importo pagato dalla Cassa all'Enel S.p.A. ai sensi del comma 4.1, è restituito alla Cassa entro 30 giorni.

Articolo 5

Avvio di procedimento ai sensi dell’articolo 2, comma 5, del decreto 22 giugno 2005

5.1 E’ avviato un procedimento ai fini della definizione dei criteri e delle modalità di verifica che il volume di gas naturale oggetto di rimborso per costi non recuperabili di cui all'articolo 3 del decreto ministeriale 6 agosto 2004 non abbia superato il volume di gas naturale della società titolare del contratto di importazione dalla Nigeria destinato alla generazione di energia elettrica, ai sensi dell’articolo 2, comma 5, del decreto 22 giugno 2005.

5.2 Sono convocati, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, i soggetti interessati e le formazioni associative che ne rappresentano gli interessi ai fini dell’acquisizione di elementi conoscitivi, utili per la formazione e l’adozione dei provvedimenti.

5.3 La responsabilità del procedimento è attribuita alla Direzione tariffe.

Articolo 6

Disposizioni finali

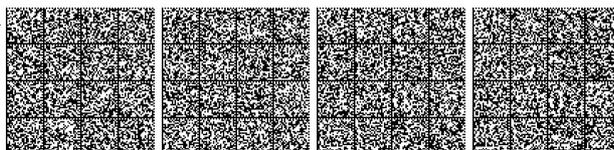
6.1 E’ soppresso l’articolo 3, comma 5, della deliberazione n. 132/06.

6.2 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

6.3 Il presente provvedimento è trasmesso alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Milano, 15 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

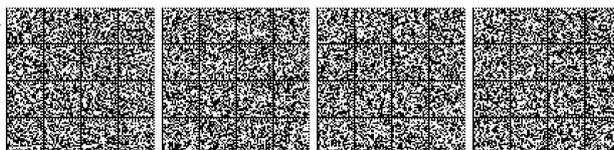
09A00781

DELIBERAZIONE 16 dicembre 2008.

Disposizioni transitorie in materia di scambio sul posto di energia elettrica. (Deliberazione ARG/elt 184/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 16 dicembre 2008

Visti:

- la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 (di seguito: direttiva 2001/77/CE);
- la direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CE (di seguito: direttiva 2004/8/CE);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125/07, di conversione, con modificazioni, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244/07;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE;
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/07, recante attuazione della direttiva 2004/8/CE;
- il decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata ed integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04;
- la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05, e sue successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06 e sue successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 28/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 88/07;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 90/07;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali, allegato alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, e sue successive modifiche e integrazioni;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07 (di seguito: TILP);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07;

- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, allegato alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08;
- la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08 (di seguito: deliberazione n. 74/08);
- la lettera del Sottosegretario di Stato alla Presidenza del Consiglio dei Ministri del 3 dicembre 2008, prot. 4468SSL/08 (prot. Autorità n. 38072 del 3 dicembre 2008).

Considerato che:

- il punto 3 della deliberazione n. 74/08 prevede che i Gestori contraenti effettuino i calcoli previsti dall'articolo 6, comma 6.7, della deliberazione n. 28/06 per il periodo compreso tra l'inizio dell'Anno, e il 31 dicembre 2008, dandone comunicazione al Richiedente, ad un eventuale soggetto terzo che rappresenta il Richiedente e al GSE entro il 25 febbraio 2009, senza indicare una scadenza per i conguagli che eventualmente devono essere operati dal Gestore contraente;
- l'articolo 6, comma 6.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 74/08 prevede che il GSE definisca, tra l'altro, una regolazione periodica in acconto sulla base di criteri proposti dal medesimo e positivamente verificati dal Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.

Ritenuto opportuno:

- indicare una scadenza per i conguagli che eventualmente devono essere operati dai Gestori contraenti per il periodo compreso tra l'inizio dell'Anno e il 31 dicembre 2008;
- prevedere che il GSE, entro trenta giorni successivi al termine del trimestre in cui è avvenuta la stipula della convenzione per lo scambio sul posto, eroghi un contributo pari a 50 euro per ogni kW di potenza dell'impianto; e che il predetto contributo venga gradualmente riassorbito con i successivi acconti e conguagli previsti dal GSE in applicazione della deliberazione n. 74/08;
- prevedere che il valore dell'energia elettrica immessa possa compensare il costo complessivamente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata ad eccezione dell'Iva nel caso in cui l'utente dello scambio sia un cliente dotato di partita Iva

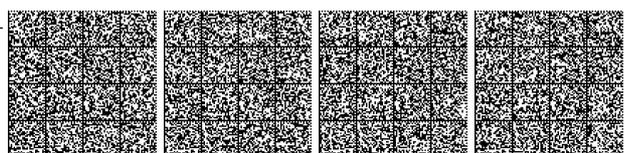
DELIBERA

1. i Gestori contraenti di cui alla deliberazione n. 28/06 entro il 31 marzo 2009 effettuano i conguagli derivanti dall'applicazione della medesima deliberazione fino al 31 dicembre 2008, a tal fine il termine di cui al comma 6.9 della medesima deliberazione è prorogato al 10 marzo 2009 e si applica anche per i clienti in maggior tutela. Tali conguagli devono essere effettuati entro e non oltre il 31 marzo 2009, salvo rettifiche correlate alle partite di conguaglio di cui al TILP, dando separata evidenza contabile nei documenti di fatturazione.

2. il GSE, entro trenta giorni successivi al termine del trimestre in cui è avvenuta la stipula della convenzione per lo scambio sul posto eroga un contributo pari a 50 euro per ogni kW di potenza dell'impianto. Il predetto contributo viene gradualmente riassorbito con i successivi acconti e conguagli previsti dal GSE in applicazione della deliberazione n. 74/08. Per le istanze di scambio sul posto presentate entro il 31 dicembre 2008, detta erogazione è effettuata entro il 30 aprile 2009.
3. nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 74/08, all'articolo 4, comma 4.2, lettera c):
   a) al comma 3.2, le parole "e, per conoscenza, all'impresa di vendita con cui regola i prelievi di energia elettrica," sono soppresse;
   b) al comma 3.7, le parole "comunicare all'impresa di vendita subentrante la sussistenza della convenzione con il GSE per lo scambio sul posto;" sono soppresse;
   c) all'articolo 4, la lettera c) del comma 4.2 è sostituita dalla seguente:
      "c) l'onere sostenuto dall'utente dello scambio, espresso in €, per l'approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata, inclusivo degli oneri relativi ai servizi di trasporto e di dispacciamento, (OPR) relativo all'anno precedente. Tale onere, su base annuale solare, deve risultare evidente dalle fatture che l'impresa di vendita trasmette al proprio cliente oltre che al GSE, qualora esplicitamente richiesto. Nel caso in cui l'utente dello scambio sia un cliente non dotato di partita Iva, l'onere O_{PR} sostenuto dall'utente dello scambio viene espresso in € al lordo dell'Iva e delle accise. In tutti gli altri casi, l'onere O_{PR} sostenuto dall'utente dello scambio viene espresso in € al lordo delle accise e al netto dell'Iva."
4. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 16 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

09A00782

DELIBERAZIONE 17 dicembre 2008.

Modifiche ed integrazioni alle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas naturale emanate con la deliberazione 18 dicembre 2006, n. 294/06 ed approvazione delle Istruzioni Operative in tema di standard di comunicazione. (Deliberazione ARG/gas 185/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

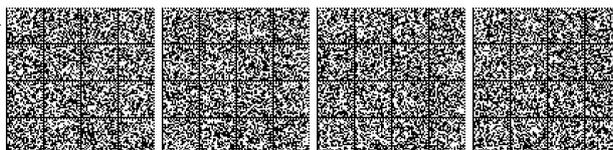
Nella riunione del 17 dicembre 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 settembre 2004, n. 168/04 che ha approvato il Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas (di seguito: Testo integrato della qualità dei servizi gas);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 203/05 (di seguito: deliberazione n. 203/05);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 294/06 (di seguito: deliberazione n. 294/06), che ha approvato le Disposizioni in tema di standard nazionale di comunicazione tra gli operatori del settore del gas naturale successivamente modificate ed integrate con deliberazione dell'Autorità 23 settembre 2008, ARG/com 134/08 (di seguito: Disposizioni in tema di standard di comunicazione);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 che ha approvato la Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (di seguito: RQDG);
- il documento per la consultazione 14 aprile 2008, DCO 9/08, intitolato "Standard nazionale di comunicazione tra gli operatori del settore del gas naturale – Terza Consultazione" (di seguito: terzo documento per la consultazione) e le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati in merito alle proposte ivi formulate;
- la determinazione del Direttore Generale dell'Autorità 17 gennaio 2007, n. 2/07 (di seguito: determinazione n. 2/07);
- la determinazione del Direttore Generale dell'Autorità 20 ottobre 2008, n. 59/08 (di seguito: determinazione n. 59/08).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 294/06 in materia di standard di comunicazione tra i distributori, gli utenti del servizio di distribuzione ed i venditori di gas naturale, a seguito di un procedimento sottoposto alla sperimentazione della metodologia di Analisi di impatto della regolazione (di seguito: AIR) ai sensi della deliberazione n. 203/05, l'Autorità ha approvato le Disposizioni in tema di standard di comunicazione ed ha istituito un gruppo di lavoro con le associazioni dei distributori e dei venditori di gas finalizzato al completamento della regolazione in materia, successivamente avviato e disciplinato con la determinazione n. 2/07 (di seguito: Gruppo di lavoro);
- sulla base della disciplina vigente, degli esiti delle attività svolte dal Gruppo di lavoro nonché di una ricognizione circa la prassi in uso presso alcuni distributori di gas e di energia elettrica, l'Autorità ha pubblicato il terzo documento per la consultazione contenente proposte di completamento della regolazione in termini sia di definizione dei flussi di comunicazione, per la quasi totalità delle prestazioni di ambito, sia di caratterizzazione dello standard di comunicazione evoluto;

- alla luce delle osservazioni pervenute al terzo documento per la consultazione, con la deliberazione 23 settembre 2008, ARG/com 134/08 (di seguito: deliberazione ARG/com 134/08) l'Autorità ha ritenuto opportuno modificare ed integrare le Disposizioni in tema di standard di comunicazione, stabilendo tra l'altro:
  a. per lo standard di comunicazione evoluto alcune funzionalità minime e l'utilizzo come vettore del formato XML (*Extensible Markup Language*);
  b. il differimento del termine temporale di adozione dello standard di comunicazione evoluto, fissato dalla deliberazione n. 294/06 al 1° ottobre 2008, con la definizione di due differenti tempistiche della sua adozione in ragione del numero di clienti finali alimentati in bassa pressione al 31 dicembre 2008, in modo da riconoscere agli operatori interessati un periodo più lungo per l'effettuazione degli adeguamenti, anche in considerazione del protrarsi delle attività del Gruppo di lavoro dovuto alla complessità della materia;
  c. nel periodo transitorio, l'obbligo di accettare e processare le richieste che pervengono tramite il canale della posta elettronica certificata (di seguito: PEC), nei termini già previsti dalle Disposizioni in tema di standard di comunicazione approvate con la deliberazione n. 294/06;
  d. la conferma della possibilità per il distributore di mettere a disposizione, in alternativa alla PEC, modalità tecniche di trasmissione evolute, del tipo "*Application-to-Application*" e/o applicazioni internet, purché aventi almeno alcune caratteristiche minime, individuate anche a seguito di diverse segnalazioni pervenute;
- con la deliberazione ARG/com 134/08 l'Autorità ha altresì disposto:
  a. nell'ottica di favorire l'individuazione di disposizioni univoche in tema di standard di comunicazione per i due settori dell'energia elettrica e del gas, di estendere le attività del Gruppo di lavoro al settore elettrico nel rispetto delle specificità di ambito, come successivamente disciplinato dalla determinazione n. 59/08;
  b. di definire con successivi provvedimenti le disposizioni di maggior dettaglio in materia, necessarie al completamento del quadro di adempimenti per il perseguimento delle finalità descritte all'interno del procedimento AIR;
- le osservazioni al terzo documento per la consultazione hanno evidenziato l'opportunità di non disegnare una sequenza di messaggi troppo onerosa da gestire tramite la PEC, limitando ad esempio gli scambi informativi riguardanti gli appuntamenti ed il ricorso agli allegati in formato Pdf (*Portable Document Format*);
- molti dei soggetti che hanno preso parte alla consultazione vedono con favore l'introduzione di codifiche nazionali delle tipologie di prestazione e delle causali di inammissibilità; per quanto concerne la verifica di ammissibilità, poi, gli stessi hanno sollecitato l'individuazione di tempistiche differenti a seconda che la richiesta riguardi un solo punto di riconsegna o più, sottolineando come la fissazione di una tempistica massima sia un ulteriore elemento di garanzia per la controparte; alcuni soggetti hanno richiesto di individuare come bloccanti le informazioni essenziali, così da non compromettere la tempestività e l'efficienza del processo;

- nella riunione del Gruppo di lavoro del 13 novembre 2008 è stata fatta una verifica della situazione alla luce delle disposizioni introdotte con la deliberazione ARG/com 134/08 ed un'analisi della bozza di Istruzioni Operative con le disposizioni di maggior dettaglio derivanti dall'attività del Gruppo di lavoro stesso e già rese pubbliche con il terzo documento per la consultazione; l'attività del Gruppo di lavoro ha evidenziato:
  a. l'esigenza di portare avanti contestualmente tutti i passaggi necessari all'implementazione dei sistemi nella loro completezza e di riconoscere un congruo periodo transitorio prima dell'adozione delle codifiche univoche, individuate per identificare la tipologia di prestazione e le causali di inammissibilità, in modo da consentire agli operatori del settore del gas l'adeguamento dei sistemi informativi;
  b. la necessità di definire in tempi brevi le restanti prestazioni rispetto all'ambito di applicazione;
  c. l'opportunità di subordinare l'obbligo di dotarsi di uno strumento di comunicazione evoluto alla pubblicazione da parte dell'Autorità delle Istruzioni Operative in tema di regole di trasmissione, di contenuti minimi dei messaggi scambiati e di criteri di ammissibilità, elementi necessari per la predisposizione dei sistemi informativi e per la standardizzazione dei flussi comunicativi;
  d. in alternativa, l'opportunità di prevedere per i distributori di gas naturale, con almeno 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2008, la possibilità di applicare le Istruzioni Operative contestualmente all'adozione dello strumento di comunicazione evoluto, ossia a partire dal 1° aprile 2009;
  e. sempre per il periodo transitorio, la necessità che tutti i flussi riferiti alle diverse prestazioni trattate nelle disposizioni operative siano gestiti tramite un solo strumento evoluto reso disponibile dal distributore, ossia che il venditore non sia costretto a frammentare il lavoro inerente una stessa pratica su più sistemi adottati dal distributore;
  f. l'opportunità di favorire l'automazione del caricamento dei dati da parte dei diversi strumenti evoluti adottati dai distributori;
- nel terzo documento per la consultazione i soggetti sono stati sollecitati ad esprimersi anche in tema di:
  a. aggiornamento periodico delle informazioni di competenza, ossia quella serie di dati che l'operatore aggiorna occasionalmente nel proprio database, con possibili inefficienze per il sistema globale poiché non è tenuto a passare l'informazione alla controparte, proponendo tra l'altro lo scambio dei dati utili a definire lo stato di consistenza del parco dei gruppi di misura di proprietà del distributore per mettere il venditore nella condizione più efficiente al momento della presentazione di una richiesta di verifica del gruppo di misura da parte di un cliente finale;
  b. verificabilità delle informazioni e dei dati scambiati, prospettando l'archiviazione in formato elettronico dei tracciati delle comunicazioni connesse alla singola richiesta di prestazione per un periodo non inferiore a tre anni solari;

- con riferimento al precedente alinea, le osservazioni pervenute hanno evidenziato rispettivamente:
  a. una unanime condivisione della proposta, soprattutto per il periodo di utilizzo della PEC, indicando frequenze variabili dalla mensile alla semestrale; un'associazione ha suggerito di effettuare un allineamento iniziale per aggiornare le anagrafiche;
  b. l'accento sulla mole di dati da archiviare, con la proposta da parte di un'associazione di limitare l'obbligo di conservazione dei tracciati delle comunicazioni ad un solo anno solare, almeno in una prima fase;
- successivamente all'emanazione della deliberazione ARG/com 134/08, sono pervenute alla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità comunicazioni da parte di associazioni di distributori e di venditori di gas naturale tese ad evidenziare le criticità applicative incontrate dagli operatori, richiedendo in particolare:
  a. di continuare ad utilizzare le attuali modalità di scambio informativo mediante PEC fino all'adozione dello strumento di comunicazione evoluto definito dall'articolo 4, comma 2, delle Disposizioni in tema di standard di comunicazione approvate con la deliberazione ARG/com 134/08;
  b. di prevedere un adeguato periodo dalla pubblicazione delle Istruzioni Operative per permettere agli operatori di finalizzare i necessari investimenti.

Ritenuto che sia opportuno:

- definire, attraverso Istruzioni Operative, la sequenza minima obbligatoria dei messaggi ed i contenuti minimi di ciascun scambio informativo per le seguenti prestazioni:
  a. preventivazione lavori;
  b. esecuzione lavori;
  c. attivazione della fornitura;
  d. disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale;
  e. riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità;
  f. verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale;
- identificare per ciascuna richiesta di prestazione, di cui al precedente alinea, causali di inammissibilità della richiesta stessa, con invio da parte del distributore del messaggio di esito negativo entro lo stesso giorno in cui è pervenuta la richiesta se singola o entro il giorno lavorativo successivo nel caso di richieste massive;
- per quanto concerne la sequenza dei messaggi ed i contenuti minimi di ciascun scambio informativo, accogliere parte delle istanze emerse dalla consultazione non inserendo, in questa fase di prima applicazione delle disposizioni operative, alcuni passaggi informativi e dati considerati eccessivamente onerosi;
- accogliere la richiesta di prevedere un congruo periodo di tempo per i necessari adeguamenti organizzativi prima dell'adozione delle codifiche univoche nazionali individuate per definire la tipologia di prestazione e la causale di inammissibilità, fissando l'entrata in vigore delle stesse contemporaneamente alla pubblicazione sul sito internet del distributore dei template e/o dei tracciati per ciascun scambio informativo ai sensi dell'Articolo 7, comma 2, lettera b), delle Disposizioni in tema di standard di comunicazione;

- in considerazione dei tempi necessari agli adeguamenti informatici, prevedere il differimento del termine temporale del 1° aprile 2009, definito dall'Articolo 5, comma 1, delle Disposizioni in tema di standard di comunicazione, al 1° luglio 2009;
- stabilire che la gestione dell'intero flusso informativo sia garantita attraverso l'utilizzo di un unico strumento evoluto per tutte le prestazioni individuate dalle Istruzioni Operative nel caso in cui un distributore abbia deciso di avvalersi di quanto previsto all'Articolo 6 delle Disposizioni in tema di standard di comunicazione per quanto concerne lo strumento di comunicazione evoluto da utilizzare nel periodo transitorio;
- accogliere quanto emerso dalla consultazione in tema di aggiornamento periodico delle informazioni di competenza, almeno fino a quando non saranno utilizzati solo strumenti di comunicazione evoluti, prevedendo uno scambio iniziale, e successivamente con periodicità semestrale, di alcuni dati utili a configurare l'anagrafica del punto di riconsegna;
- in considerazione di quanto già previsto in materia sia dal Testo integrato della qualità dei servizi gas che della RQDG, accogliere quanto emerso dalla consultazione in tema di verificabilità delle informazioni e dei dati scambiati, definendo l'obbligo di archiviazione per almeno un anno solare;
- dare mandato al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio affinché provveda con proprie determinazioni, con la collaborazione del Direttore della Direzione Mercati secondo gli indirizzi dell'Autorità, alle eventuali integrazioni e modifiche delle Istruzioni Operative emanate in tema di standard di comunicazione

DELIBERA

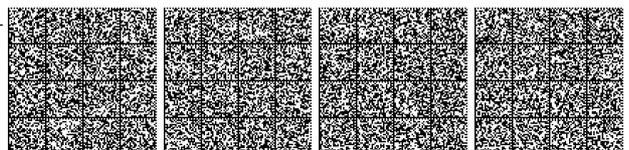
1. di approvare le seguenti modifiche ed integrazioni alle Disposizioni in tema di standard di comunicazione, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 294/06 e successivamente modificate ed integrate con la deliberazione dell'Autorità 23 settembre 2008, ARG/com 134/08:

    a. all'articolo 3, il comma 3 è sostituito dal seguente:
    "3.3 La sequenza minima obbligatoria dei messaggi ed i contenuti minimi di ciascun scambio informativo per le prestazioni di cui al precedente articolo 2, comma 2, nonché le causali di non ammissibilità delle richieste sono definiti nelle Istruzioni Operative pubblicate nel sito internet dell'Autorità.";

    b. all'articolo 5, comma 1, lettera a), le parole "1 aprile 2009" sono sostituite dalle parole "1 luglio 2009";

    c. all'articolo 8, il comma 1 è sostituito dal seguente:

    "8.1 L'utente del servizio di distribuzione di gas naturale, qualora diverso dal venditore di gas naturale, è tenuto ad assicurare che le richieste di prestazione vengano inviate al distributore di gas naturale interessato nel rispetto delle tempistiche previste dalle deliberazioni n. 168/04 e ARG/gas 120/08, mediante accordi con il venditore e con gli altri soggetti eventualmente interposti.";

    d. dopo l'articolo 9 sono aggiunti i seguenti articoli 10 e 11:

Articolo 10

Aggiornamento periodico delle informazioni

10.1 Il distributore è tenuto ad inviare ai soggetti di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c), tramite lo standard di comunicazione messo a disposizione, entro il 28 febbraio 2009, e successivamente con cadenza semestrale entro il 28 febbraio ed entro il 31 agosto di ogni anno, almeno i dati minimi necessari alla definizione dell'anagrafica del punto di riconsegna. I soggetti di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c), qualora rilevino una discrepanza rispetto alle informazioni in loro possesso, provvedono ad avvisare tempestivamente il distributore trasmettendo, sempre tramite lo standard di comunicazione messo a disposizione, i dati aggiornati.

10.2 I dati minimi di cui al precedente comma, oggetto di aggiornamento periodico in mancanza di uno strumento di comunicazione evoluto che garantisca l'allineamento in tempo reale delle informazioni, sono definiti nelle Istruzioni Operative di cui all'articolo 3, comma 3.

Articolo 11

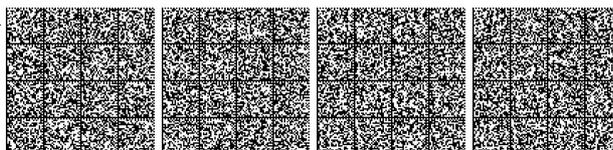
Verificabilità delle informazioni e dei dati scambiati

11.1 Al fine di consentire l'effettuazione di controlli per accertare la veridicità delle informazioni e dei dati scambiati e assicurare il rispetto delle disposizioni in materia, i soggetti di cui all'articolo 2, comma 1, sono tenuti a conservare in modo ordinato e accessibile, in formato elettronico, i tracciati riportanti i dati scambiati per un periodo non inferiore ad un anno solare.";

2. di approvare le "Istruzioni Operative in tema di standard di comunicazione", allegate al presente provvedimento (*Allegato A*), di cui formano parte integrante e sostanziale e di prevedere che eventuali integrazioni e modifiche delle predette Istruzioni Operative siano definite, in relazione all'attuazione concreta, da parte del Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio con propria determinazione, con la collaborazione del Direttore della Direzione Mercati, secondo gli indirizzi dell'Autorità;
3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo delle "Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di standard di comunicazione" di cui al punto 1 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 17 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

ISTRUZIONI OPERATIVE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS IN TEMA DI STANDARD DI COMUNICAZIONE

17 dicembre 2008

1. Premessa

Le presenti Istruzioni Operative definiscono le modalità di applicazione delle disposizioni in tema di standard obbligatorio di comunicazione ai sensi del comma 3.3 delle "*Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di standard nazionale di comunicazione tra gli operatori nel settore del gas naturale*" approvate con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 dicembre 2006, n. 294/06, successivamente modificate ed integrate con deliberazioni dell'Autorità 23 settembre 2008, ARG/com 134/08 e 17 dicembre 2008, ARG/gas 185/08.

2. Prestazioni esaminate

Le presenti Istruzioni Operative definiscono il flusso di comunicazione ed i contenuti minimi indispensabili a garantire la correttezza degli scambi informativi per le seguenti prestazioni:

a) preventivazione lavori;

b) esecuzione lavori;

c) disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale;

d) riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità;

e) attivazione della fornitura;

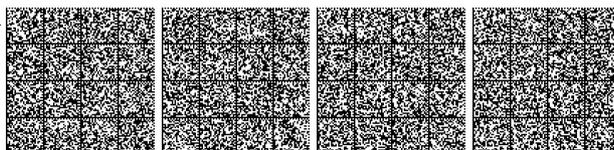
f) verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale.

Con successiva determinazione del Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio le Istruzioni Operative saranno integrate con riferimento alle altre prestazioni a cui si applica la disciplina in materia di standard di comunicazione.

Per semplicità, nella redazione del presente documento, ci si è riferiti a scambi informativi tra distributore ed utente del servizio di distribuzione, intendendo ricomprendere anche il venditore (che, nella maggioranza dei casi, coincide con l'utente del servizio di distribuzione).

3. Sequenza del flusso di comunicazione

Il flusso di comunicazione prevede almeno la seguente sequenza minima:

1. invio della richiesta al distributore;
2. ricezione della richiesta da parte del distributore con verifica della ammissibilità della stessa e, in caso di esito negativo, invio da parte del distributore del messaggio di inammissibilità, con indicazione dei relativi motivi, entro lo stesso giorno in cui è pervenuta la richiesta se singola o entro il giorno lavorativo successivo, nel caso di richieste massive; in caso di richiesta che non supera la verifica di ammissibilità, il distributore provvede all'annullamento della stessa mentre l'utente del servizio di distribuzione provvede eventualmente all'invio di una nuova richiesta;
3. eventuale trasmissione da parte del distributore all'utente del servizio di distribuzione della fissazione di un secondo appuntamento con il cliente finale in caso di mancato rispetto del primo appuntamento per causa distributore; la responsabilità della fissazione del secondo appuntamento, per mancata effettuazione del primo per cause imputabili al distributore, è posta sempre in capo a quest'ultimo;
4. invio da parte del distributore dell'esito dell'esecuzione della prestazione richiesta.

4. Dati minimi da scambiare per ciascuna prestazione esaminata

Di seguito sono presentati i dati minimi che devono essere trasmessi tramite gli scambi informativi definiti per ciascuna tipologia di prestazione, il cui codice univoco è riportato in tabella 1.

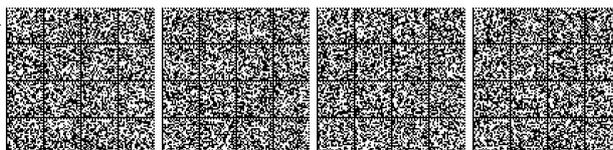
Tabella 1 – Codici univoci delle tipologie di prestazione

CODICE	TIPOLOGIA DI PRESTAZIONE
PN1	Preventivo nuovo impianto
PM1	Preventivo modifica impianto
PR1	Preventivo rimozione impianto
E01	Esecuzione lavori
D01	Disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale
R01	Riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità
A40	Attivazione della fornitura soggetta alla disciplina prevista dalla deliberazione n. 40/04
A01	Attivazione della fornitura non soggetta alla disciplina prevista dalla deliberazione n. 40/04
V01	Verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale

4.1 Preventivazione lavori

4.1.1 Trasmissione al distributore della richiesta di preventivo: in tabella 2 sono riportati i dati minimi indispensabili per la richiesta di preventivo, differenziati per le tre casistiche di preventivo individuate.

Tabella 2 – Elenco dei dati minimi per tipologia di richiesta di preventivo

	Preventivo nuovo impianto	Preventivo modifica impianto	Preventivo rimozione impianto
Dati identificativi richiesta	- codice univoco prestazione (PN1) - codice identificativo mittente (P.IVA) - codice identificativo destinatario (P.IVA) codice pratica utente (alfanumerico)	- codice univoco prestazione (PM1) - codice identificativo mittente (P.IVA) - codice identificativo destinatario (P.IVA) codice pratica utente (alfanumerico)	- codice univoco prestazione (PR1) - codice identificativo mittente (P.IVA) - codice identificativo destinatario (P.IVA) codice pratica utente (alfanumerico)
Dati identificativi PdR		- codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn); - matricola misuratore (se installato)	- codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn); - matricola misuratore (se installato)
Dati identificativi cliente finale (Anagrafica e indirizzo per effettuazione sopralluogo)	- cognome cliente finale - nome cliente finale - ragione sociale cliente finale (in alternativa ai precedenti) - codice fiscale - recapito telefonico cliente finale - toponimo ubicazione fornitura - nome strada ubicazione fornitura - numero civico ubicazione fornitura - CAP ubicazione fornitura - codice ISTAT comune - comune ubicazione fornitura - provincia ubicazione fornitura	- cognome cliente finale - nome cliente finale - ragione sociale cliente finale (in alternativa ai precedenti) - codice fiscale - recapito telefonico cliente finale	- cognome cliente finale - nome cliente finale - ragione sociale cliente finale (in alternativa ai precedenti) - codice fiscale - recapito telefonico cliente finale

	Preventivo nuovo impianto	**Preventivo modifica impianto**	**Preventivo rimozione impianto**
Informazioni tecniche di impianto	- numero dei punti gas - potenzialità totale di utilizzazione (kW)	- potenzialità totale di utilizzazione (kW)	
Informazioni di tipo commerciale	- note cliente finale per contatto (campo note)	- note cliente finale per contatto (campo note)	- note cliente finale per contatto (campo note)

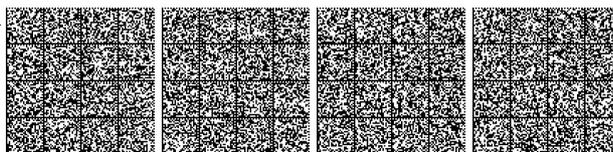
4.1.2 Trasmissione dell'esito della verifica di ammissibilità a seguito della ricezione della richiesta dell'utente del servizio di distribuzione:
(i) codice univoco prestazione (PN1/ PM1/PR1);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice causale inammissibilità richiesta (codifiche al successivo paragrafo 5);
(vi) motivazione inammissibilità (descrizione della causale di cui alla precedente lettera (v), ove richiesta – campo note).

4.1.3 Trasmissione della data di appuntamento fissata con il richiedente il preventivo per secondo appuntamento in caso di mancato intervento causa distributore:
(i) codice univoco prestazione (PN1/ PM1/PR1);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) data sopralluogo (gg/mm/aa);
(vii) fascia oraria sopralluogo (hh_0:mm_0/hh_1:mm_1).

4.1.4 Trasmissione dell'esito della richiesta all'utente del servizio di distribuzione:
(i) codice univoco prestazione (PN1/ PM1/PR1);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) esito (positivo/negativo).

Nel caso di eseguibilità del lavoro richiesto, il distributore trasmette il preventivo con le informazioni definite dal Testo integrato della qualità dei servizi gas (fino al 31 dicembre 2008) e dalla Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG), altrimenti invia, indicandole ad esempio in un campo note, le motivazioni connesse all'impossibilità di dar seguito alla richiesta.

4.2 Esecuzione lavori

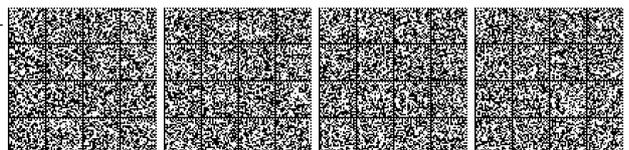
4.2.1 Trasmissione al distributore della richiesta lavori da preventivo:
(i) codice univoco prestazione (E01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica preventivo a fronte del quale si richiede l'esecuzione del lavoro (assegnato dal distributore) (alfanumerico);
(vi) cognome cliente finale;
(vii) nome cliente finale;
(viii) ragione sociale cliente finale (in alternativa ai precedenti (vi) e (vii));
(ix) recapito telefonico cliente finale.

4.2.2 Trasmissione dell'esito della verifica di ammissibilità a seguito della ricezione della richiesta dell'utente del servizio di distribuzione:
(i) codice univoco prestazione (E01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica preventivo a fronte del quale si richiede l'esecuzione del lavoro (assegnato dal distributore) (alfanumerico);
(vi) codice causale inammissibilità richiesta (codifiche al successivo paragrafo 5);
(vii) motivazione inammissibilità (descrizione della causale di cui alla precedente lettera (v), ove richiesta – campo note).

4.2.3 Trasmissione della data di appuntamento fissata con il richiedente l'esecuzione lavori per secondo appuntamento in caso di mancato intervento causa distributore:
(i) codice univoco prestazione (E01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) data intervento (gg/mm/aa);
(vii) fascia oraria per intervento ($hh_0:mm_0/hh_1:mm_1$).

4.2.4 Trasmissione dell'esito della richiesta all'utente del servizio di distribuzione:
(i) codice univoco prestazione (E01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica preventivo a fronte del quale si è richiesta l'esecuzione del lavoro (assegnato dal distributore) (alfanumerico);
(vi) esito (positivo/negativo);
(vii) codice PdR (ove applicabile, codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(viii) data esecuzione lavori (gg/mm/aa).

4.3 Disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale

4.3.1 Trasmissione al distributore della richiesta di disattivazione su richiesta del cliente finale:
(i) codice univoco prestazione (D01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vi) matricola misuratore;
(vii) cognome cliente finale;
(viii) nome cliente finale;
(ix) ragione sociale cliente finale (in alternativa ai precedenti (vii) e (viii));
(x) recapito telefonico cliente finale.

4.3.2 Trasmissione dell'esito della verifica di ammissibilità a seguito della ricezione della richiesta dell'utente del servizio di distribuzione:
(i) codice univoco prestazione (D01);
(ii) codice pratica utente (alfanumerico);
(iii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iv) codice identificativo destinatario (P.IVA);

(v) codice causale inammissibilità richiesta (codifiche al successivo paragrafo 5);
(vi) motivazione inammissibilità (descrizione della causale di cui alla precedente lettera (v), ove richiesta – campo note).

4.3.3 Trasmissione della data di appuntamento fissata con il richiedente la disattivazione per secondo appuntamento in caso di mancato intervento causa distributore:
(i) codice univoco prestazione (D01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) data intervento (gg/mm/aa);
(vii) fascia oraria intervento ($hh_0:mm_0/hh_1:mm_1$).

4.3.4 Trasmissione dell'esito della richiesta all'utente del servizio di distribuzione:
(i) codice univoco prestazione (D01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vii) matricola misuratore;
(viii) esito (positivo, negativo);
(ix) data disattivazione fornitura (gg/mm/aa);
(x) lettura di disattivazione;
(xi) lettura convertitore (se presente).

4.4 Riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità

4.4.1 Trasmissione al distributore della richiesta di riattivazione:
(i) codice univoco prestazione (R01);
(ii) codice pratica utente (alfanumerico);
(iii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iv) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(v) codice PdR;
(vi) matricola misuratore;
(vii) cognome cliente finale;
(viii) nome cliente finale;
(ix) ragione sociale cliente finale (in alternativa ai precedenti (vii) e (viii));
(x) recapito telefonico cliente finale.

4.4.2 Trasmissione dell'esito della verifica di ammissibilità a seguito della ricezione della richiesta dell'utente del servizio di distribuzione:
(i) codice univoco prestazione (R01);
(ii) codice pratica utente (alfanumerico);
(iii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iv) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(v) codice causale inammissibilità richiesta (codifiche al successivo paragrafo 5);
(vi) motivazione inammissibilità (descrizione della causale di cui alla precedente lettera (v), ove richiesta – campo note).

4.4.3 Trasmissione della data di appuntamento fissata con il richiedente la riattivazione per secondo appuntamento in caso di mancato intervento causa distributore:
(i) codice univoco prestazione (R01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);

(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) data intervento (gg/mm/aa);
(vii) fascia oraria intervento ($hh_0:mm_0/hh_1:mm_1$).

4.4.4 Trasmissione dell'esito della richiesta all'utente del servizio di distribuzione:
(i) codice univoco prestazione (R01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vii) matricola misuratore;
(viii) esito (positivo, negativo);
(ix) data riattivazione fornitura (gg/mm/aa);
(x) lettura di riattivazione;
(xi) lettura convertitore (se presente).

4.5 Attivazione della fornitura soggetta alla disciplina prevista dalla deliberazione n. 40/04

I seguenti scambi informativi riguardano le richieste di attivazione che sono soggette alla disciplina prevista dalla deliberazione n. 40/04 e non sono da considerarsi in ordine temporale.

4.5.1 Trasmissione al distributore della richiesta di attivazione della fornitura:
(i) codice univoco prestazione (A40);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) data ricevimento richiesta di attivazione da parte dell'utente (gg/mm/aa);
(vi) codice PdR;
(vii) matricola misuratore (se già installato);
(viii) anagrafica cliente finale per appuntamento e per l'eventuale invio delle informazioni relative all'incompletezza della documentazione (se il gruppo di misura non è stato ancora installato, i dati sono relativi all'ubicazione della fornitura), ossia:
a. cognome cliente finale;
b. nome cliente finale;
c. ragione sociale cliente finale (in alternativa alle precedenti a. e b.);
d. recapito telefonico cliente finale;
e. toponimo;
f. nome strada;
g. numero civico;
h. CAP;
i. codice ISTAT comune;
j. comune;
k. provincia;
(ix) dati necessari per l'identificazione del profilo di prelievo standard del cliente finale ai sensi dell'articolo 7 della deliberazione n. 138/04, ossia:
a. categoria d'uso (codice come da deliberazione n. 17/07 - numerico 000);
b. classe di prelievo (codice come da deliberazione n. 17/07 – numerico 1/2/3);
(x) prelievo annuo previsto;
(xi) potenzialità massima richiesta dal cliente finale;

(xii) potenzialità totale installata presso l'impianto del cliente finale, per punti di riconsegna con prelievo annuo previsto superiore a 200.000 Smc;
(xiii) rilevanza del cliente finale ai fini della continuità del servizio (SI/NO).

4.5.2 Trasmissione dell'esito della verifica di ammissibilità a seguito della ricezione della richiesta dell'utente del servizio di distribuzione:
(i) codice univoco prestazione (A40);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vi) recapito al quale il cliente finale deve inviare o consegnare la documentazione;
(vii) esito verifica ammissibilità (positiva/negativa);
(viii) codice causale inammissibilità richiesta (in caso di esito negativo) (codifiche al successivo paragrafo 5);
(ix) motivazione inammissibilità (in caso di esito negativo, descrizione della causale di cui alla precedente lettera (viii), ove richiesta – campo note).

4.5.3 Trasmissione all'utente del servizio di distribuzione della data di ricezione della documentazione:
(i) codice univoco prestazione (A40);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) data ricevimento documentazione da parte del cliente finale (gg/mm/aa).

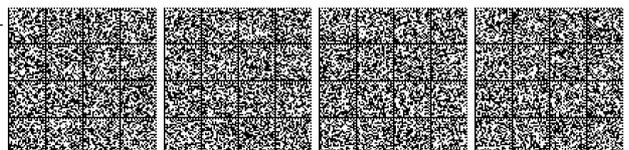
4.5.4 Trasmissione dell'esito negativo della verifica di completezza della documentazione:
(i) codice univoco prestazione (A40);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vii) elenco documentazione mancante o irregolare (campo note);
(viii) eventuali note (campo note);
(ix) comunicazione inviata al cliente finale (da rendere disponibile in formato elettronico, se preferito in alternativa ai precedenti (vii) e (viii)).

4.5.5 Trasmissione dell'esito dell'accertamento documentale:
(i) codice univoco prestazione (A40);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vii) data accertamento documentale (gg/mm/aa);
(viii) esito (positivo/negativo/impedito).

4.5.6 Trasmissione dell'esito dell'attivazione della fornitura:
(i) codice univoco prestazione (A40);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);

(vi) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vii) matricola misuratore;
(viii) esito (positivo/negativo);
(ix) data attivazione fornitura (gg/mm/aa);
(x) lettura di attivazione;
(xi) anno di fabbricazione del gruppo di misura;
(xii) matricola convertitore (se presente);
(xiii) lettura convertitore (se presente).

4.5.7 Entro 30 giorni dalla data di attivazione, il distributore comunica o conferma all'utente del servizio di distribuzione i dati tecnici di cui all'Articolo 13, comma 13.6 della deliberazione n. 138/04, ossia:
(i) codice identificativo mittente (P.IVA);
(ii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iii) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(iv) matricola misuratore;
(v) tipologia di utenza (classe del gruppo di misura);
(vi) ubicazione PdR:
a. toponimo;
b. nome strada;
c. numero civico;
d. CAP;
e. codice ISTAT comune;
f. comune;
g. provincia;
(vii) dati necessari per l'identificazione del profilo di prelievo standard del cliente finale ai sensi dell'articolo 7 della deliberazione n. 138/04, ossia:
a. categoria d'uso (codice come da deliberazione n. 17/07 - numerico 000);
b. classe di prelievo (codice come da deliberazione n. 17/07 – numerico 1/2/3);
(viii) massimo prelievo orario contrattuale;
(ix) codice del punto di consegna dell'impianto di distribuzione che alimenta il PdR;
(x) pressione di misura, se diversa da quella corrispondente alla bassa pressione;
(xi) anno di fabbricazione del gruppo di misura;
(xii) matricola convertitore (se presente);
(xiii) lettura convertitore (se presente);
(xiv) lettura di avvio del servizio di distribuzione;
(xv) eventuale coefficiente correttivo dei volumi (solo se non è presente il convertitore).

4.5.8 Trasmissione della sospensione della fornitura:
(i) codice univoco prestazione (A40);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vii) matricola misuratore;
(viii) data sospensione fornitura (gg/mm/aa);
(ix) lettura di sospensione;
(x) lettura convertitore (se presente);

(xi) comunicazione inviata al cliente finale (da rendere disponibile in formato elettronico).

4.5.9 Trasmissione dell'annullamento della richiesta di attivazione della fornitura:
(i) codice univoco prestazione (A40);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vii) data annullamento richiesta (gg/mm/aa);
(viii) causale annullamento (campo note).

4.6 Attivazione della fornitura non soggetta alla disciplina prevista dalla deliberazione n. 40/04

I seguenti scambi informativi riguardano le richieste di attivazione che non sono soggette alla disciplina prevista dalla deliberazione n. 40/04.

4.6.1 Trasmissione al distributore della richiesta di attivazione della fornitura:
(i) codice univoco prestazione (A01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) data ricevimento richiesta di attivazione da parte dell'utente (gg/mm/aa);
(vi) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vii) matricola misuratore (se già installato);
(viii) anagrafica cliente finale (se il gruppo di misura non è stato ancora installato, i dati sono relativi all'ubicazione della fornitura), ossia:
  a. cognome cliente finale;
  b. nome cliente finale;
  c. ragione sociale cliente finale (in alternativa alle precedenti a. e b.);
  d. recapito telefonico cliente finale;
  e. toponimo;
  f. nome strada;
  g. numero civico;
  h. CAP;
  i. codice ISTAT comune;
  j. comune;
  k. provincia;
(ix) dati necessari per l'identificazione del profilo di prelievo standard del cliente finale ai sensi dell'articolo 7 della deliberazione n. 138/04, ossia:
  a. categoria d'uso (codice come da deliberazione n. 17/07 - numerico 000);
  b. classe di prelievo (codice come da deliberazione n. 17/07 – numerico 1/2/3);
(x) prelievo annuo previsto;
(xi) potenzialità massima richiesta dal cliente finale;
(xii) potenzialità totale installata presso l'impianto del cliente finale, per punti di riconsegna con prelievo annuo previsto superiore a 200.000 Smc;
(xiii) rilevanza del cliente finale, ai fini della continuità del servizio (SI/NO).

4.6.2 Trasmissione dell'esito della verifica di ammissibilità a seguito della ricezione della richiesta dell'utente del servizio di distribuzione:
(i) codice univoco prestazione (A01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);

(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice causale inammissibilità richiesta (codifiche al successivo paragrafo 5);
(vi) motivazione inammissibilità (descrizione della causale di cui alla precedente lettera (v), ove richiesta – campo note).

4.6.3 Trasmissione della data di appuntamento fissata con il richiedente l’attivazione per secondo appuntamento in caso di mancato intervento causa distributore:
(i) codice univoco prestazione (A01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) data intervento (gg/mm/aa);
(vii) fascia oraria intervento (hh_0:mm_0/hh_1:mm_1).

4.6.4 Trasmissione dell’esito della richiesta all’utente del servizio di distribuzione:
(i) codice univoco prestazione (A01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vii) matricola misuratore;
(viii) esito (positivo, negativo);
(ix) data attivazione fornitura (gg/mm/aa);
(x) lettura di attivazione;
(xi) anno di fabbricazione del gruppo di misura;
(xii) matricola convertitore (se presente);
(xiii) lettura convertitore (se presente).

4.6.5 Entro 30 giorni dalla data di attivazione, il distributore comunica o conferma all’utente del servizio di distribuzione i dati tecnici di cui all’Articolo 13, comma 13.6 della deliberazione n. 138/04, ossia:
(i) codice identificativo mittente (P.IVA);
(ii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iii) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(iv) matricola misuratore
(v) tipologia di utenza (classe del gruppo di misura);
(vi) ubicazione PdR:
   a. toponimo;
   b. nome strada;
   c. numero civico;
   d. CAP;
   e. codice ISTAT comune;
   f. comune;
   g. provincia;
(vii) dati necessari per l’identificazione del profilo di prelievo standard del cliente finale ai sensi dell’articolo 7 della deliberazione n. 138/04, ossia:
   a. categoria d'uso (codice come da deliberazione n. 17/07 - numerico 000);
   b. classe di prelievo (codice come da deliberazione n. 17/07 – numerico 1/2/3);
(viii) massimo prelievo orario contrattuale;
(ix) codice del punto di consegna dell’impianto di distribuzione che alimenta il PdR;

(x) pressione di misura, se diversa da quella corrispondente alla bassa pressione;
(xi) anno di fabbricazione del gruppo di misura;
(xii) matricola convertitore (se presente);
(xiii) lettura convertitore (se presente);
(xiv) lettura di avvio del servizio di distribuzione;
(xv) eventuale coefficiente correttivo dei volumi (solo se non è presente il convertitore).

4.7 Verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale

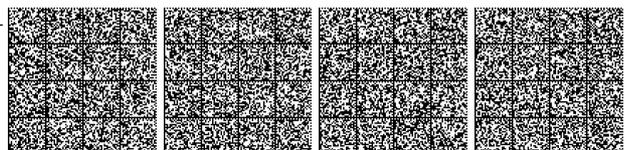
4.7.1 Trasmissione al distributore della richiesta di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale:
(i) codice univoco prestazione (V01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vi) matricola misuratore;
(vii) cognome cliente finale;
(viii) nome cliente finale;
(ix) ragione sociale cliente finale (in alternativa ai precedenti (vii) e (viii));
(x) recapito telefonico cliente finale.

4.7.2 Trasmissione dell'esito della verifica di ammissibilità a seguito della ricezione della richiesta dell'utente del servizio di distribuzione:

a) con esito positivo:

(i) codice univoco prestazione (V01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vi) matricola misuratore;
(vii) tipologia di utenza;
(viii) anno di fabbricazione del gruppo di misura;
(ix) data ultima verifica (gg/mm/aa) (l'assenza di questo dato comporta l'applicazione delle condizioni economiche - 40 e 5 euro, in ragione della vetustà del gruppo di misura - definite dal Testo integrato della qualità dei servizi gas (fino al 31 dicembre 2008) e dalla RQDG);
(x) costo della verifica in loco;
(xi) costo della verifica in laborarorio;
(xii) data ultima per la conferma della richiesta di verifica (gg/mm/aa);

b) con esito negativo:

(i) codice univoco prestazione (V01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice causale inammissibilità richiesta (codifiche al successivo paragrafo 5);
(vi) motivazione inammissibilità (descrizione della causale di cui alla precedente lettera (v), ove richiesta – campo note).

4.7.3 Trasmissione al distributore della conferma della richiesta di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale:

(i) codice univoco prestazione (V01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vi) matricola misuratore;
(vii) conferma verifica (positiva/negativa);

nel caso in cui l'utente del servizio di distribuzione sia già a conoscenza delle informazioni utili al cliente finale per decidere se confermare la richiesta di verifica del gruppo di misura, così che il flusso di comunicazioni possa iniziare direttamente dal punto 4.7.3, si aggiungono ai precedenti dati - da (i) a (vii) - i seguenti:

(viii) cognome cliente finale;
(ix) nome cliente finale;
(x) ragione sociale cliente finale (in alternativa ai precedenti (viii) e (ix));
(xi) recapito telefonico cliente finale.

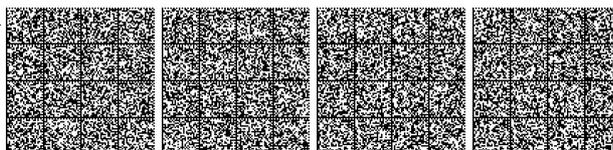
4.7.4 Trasmissione della data di appuntamento fissata con il richiedente la verifica del gruppo di misura per secondo appuntamento in caso di mancato intervento causa distributore:

(i) codice univoco prestazione (V01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) data intervento (gg/mm/aa);
(vii) fascia oraria intervento ($hh_0:mm_0/hh_1:mm_1$).

4.7.5 Trasmissione della comunicazione che la verifica del gruppo di misura sarà effettuata in laboratorio:

(i) codice univoco prestazione (V01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vii) matricola misuratore;
(viii) stima dei tempi previsti per l'effettuazione della verifica (gg/mm/aa);
(ix) cognome della persona responsabile;
(x) nome della persona responsabile;
(xi) recapito telefonico della persona responsabile.

4.7.6 Trasmissione del resoconto della verifica all'utente del servizio di distribuzione:

(i) codice univoco prestazione (V01);
(ii) codice identificativo mittente (P.IVA);
(iii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iv) codice pratica utente (alfanumerico);
(v) codice pratica distributore (alfanumerico);
(vi) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(vii) matricola misuratore;
(viii) esito (positivo/negativo);
(ix) verifica laboratorio (SI/NO);
(x) cause necessità verifica laboratorio (solo se SI al precedente punto (ix)) (campo note);

(xi) data verifica gruppo di misura (gg/mm/aa);
(xii) lettura di verifica;
(xiii) sostituzione gruppo di misura (SI/NO);
(xiv) data sostituzione gruppo di misura (solo se SI al precedente punto (xiii)) (gg/mm/aa);
(xv) lettura del nuovo gruppo di misura (solo se SI al precedente punto (xiii);
(xvi) resoconto verifica e altra documentazione prevista dalla normativa tecnica (da rendere disponibile in formato elettronico).

4.7.7 Con riferimento all'Articolo 43, comma 43.11, lettera a) del Testo integrato della qualità dei servizi gas (fino al 31 dicembre 2008) e all'Articolo 41, comma 41.10, lettera a) della RQDG, il distributore comunica all'utente del servizio di distribuzione, per ciascun PdR interessato, le seguenti informazioni:
(i) codice identificativo distributore (P.IVA);
(ii) codice identificativo utente (P.IVA);
(iii) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(iv) matricola misuratore;
(v) anno di fabbricazione del gruppo di misura;
(vi) data prevista per la sostituzione del gruppo di misura (gg/mm/aa);
(vii) cognome cliente finale;
(viii) nome cliente finale;
(ix) ragione sociale cliente finale (in alternativa ai precedenti (vii) e (viii));
(x) nome strada ubicazione fornitura;
(xi) numero civico ubicazione fornitura;
(xii) CAP ubicazione fornitura;
(xiii) comune ubicazione fornitura;
(xiv) provincia ubicazione fornitura.

5. Causali di inammissibilità

5.1 Di seguito sono riportate le casistiche individuate per tutte le prestazioni esaminate:

a) errori formali comuni:

(i) il *template* (formato file e/o tracciato) utilizzato non è congruo (001);
(ii) il tipo dato non è corrispondente al formato definito (002);
(iii) il codice univoco della prestazione non è previsto (003);

b) errori di completezza comuni: i campi obbligatori non sono stati compilati o non sono stati correttamente compilati (004);

c) errori di sistema comuni: la richiesta (identificata dal codice pratica utente) è già pervenuta (005);

d) errori sostanziali comuni:

(i) la tipologia di richiesta non è coerente con lo stato del PdR (006);
(ii) il codice PdR non esiste (007);
(iii) l'utente non è accreditato presso il distributore (ove applicabile) (008);
(iv) PdR non di competenza del distributore (ove applicabile) (009);
(v) PdR non nella titolarità dell'utente richiedente (ove applicabile) (010);
(vi) la coppia codice PdR - matricola misuratore non è congruente (ove applicabile) (011);
(vii) il codice PdR è posizionato in altra ubicazione - comune o provincia (ove applicabile) (012).

5.2 Di seguito sono riportate le casistiche individuate con specifico riferimento alla prestazione di preventivazione:

a) altri errori sostanziali:

(i) l'indirizzo non è individuabile perché la denominazione riportata non è contemplata nello stradario del distributore e non è comunque possibile identificarla (013);
(ii) l'indirizzo non è individuabile perché non c'è corrispondenza tra comune e provincia (014);
(iii) la richiesta non è eseguibile (015).

5.3 Di seguito sono riportate le casistiche individuate con specifico riferimento alla prestazione di esecuzione lavori:

a) altri errori sostanziali:

(i) il codice pratica preventivo (assegnato dal distributore), a fronte del quale si richiede l'esecuzione del lavoro, non esiste (016);
(ii) il codice pratica preventivo (assegnato dal distributore) è riferito ad un preventivo scaduto (017);
(iii) mancato rispetto delle modalità di accettazione del preventivo dichiarate dal distributore (018).

5.4 Di seguito sono riportate le casistiche individuate con specifico riferimento alla prestazione di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale:

a) altri errori sostanziali:

(i) PdR abbinato ad un cliente finale diverso da quello dichiarato nella richiesta (019).

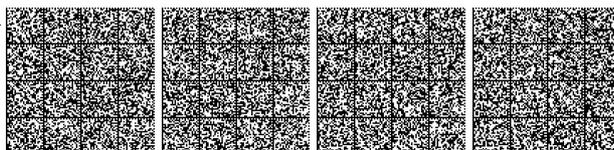
5.5 Di seguito sono riportate le casistiche individuate con specifico riferimento alla prestazione di attivazione della fornitura:

a) altri errori sostanziali:

(i) la richiesta non è compatibile da un punto di vista tecnico con le caratteristiche della rete di distribuzione e/o del gruppo di misura (020);
(ii) PdR già attivo con l'utente richiedente (021).

5.6 La tabella 3 riepiloga i codici univoci per l'individuazione della causale di inammissibilità.

Tabella 3 – Codici univoci delle causali di inammissibilità

CODICE	DESCRIZIONE CAUSALE INAMMISSIBILITA'
001	il template (formato file e/o tracciato) utilizzato non è congruo
002	il tipo dato non è corrispondente al formato definito
003	il codice univoco della prestazione non è previsto
004	i campi obbligatori non sono stati compilati o non sono stati correttamente compilati
005	la richiesta (identificata dal codice pratica utente) è già pervenuta
006	la tipologia di richiesta non è coerente con lo stato del PdR
007	il codice PdR non esiste
008	l'utente non è accreditato presso il distributore

CODICE	DESCRIZIONE CAUSALE INAMMISSIBILITA’
009	PdR non di competenza del distributore
010	PdR non nella titolarità dell’utente richiedente
011	la coppia codice PdR - matricola misuratore non è congruente
012	il codice PdR è posizionato in altra ubicazione - comune o provincia
013	l’indirizzo non è individuabile perché la denominazione riportata non è contemplata nello stradario del distributore e non è comunque possibile identificarla
014	l’indirizzo non è individuabile perché non c’è corrispondenza tra comune e provincia
015	la richiesta non è eseguibile
016	il codice pratica preventivo (assegnato dal distributore), a fronte del quale si richiede l’esecuzione del lavoro, non esiste
017	il codice pratica preventivo (assegnato dal distributore) è riferito ad un preventivo scaduto
018	mancato rispetto delle modalità di accettazione del preventivo dichiarate dal distributore
019	PdR abbinato ad un cliente finale diverso da quello dichiarato nella richiesta
020	la richiesta non è compatibile da un punto di vista tecnico con le caratteristiche della rete di distribuzione e/o del gruppo di misura
021	PdR già attivo con l’utente richiedente

6. Aggiornamento iniziale e periodico delle informazioni

In attuazione di quanto stabilito dall’articolo 10 delle “*Disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in tema di standard nazionale di comunicazione tra gli operatori nel settore del gas naturale*”, il distributore, in mancanza di uno strumento di comunicazione evoluto che garantisca l’allineamento in tempo reale delle informazioni, è tenuto ad inviare ai soggetti di cui all’articolo 2, comma 1, lettere b) e c), con riferimento ai PdR con contratto di fornitura attivo, almeno i seguenti dati:

(i) codice identificativo mittente (P.IVA);
(ii) codice identificativo destinatario (P.IVA);
(iii) codice PdR (codice come da deliberazione n. 138/04 – alfanumerico xxxxnnnnnnnnnn);
(iv) matricola misuratore;
(v) tipologia di utenza;
(vi) anno di fabbricazione del gruppo di misura;
(vii) cognome cliente finale;
(viii) nome cliente finale;
(ix) ragione sociale cliente finale (in alternativa ai precedenti (vii) e (viii));
(x) nome strada;
(xi) numero civico;
(xii) CAP;
(xiii) codice ISTAT comune;
(xiv) comune;
(xv) provincia;
(xvi) recapito telefonico.

7. Tempi di adozione

L'entrata in vigore dei codici univoci di cui alle tabelle 1 e 3 è fissata al più tardi entro 60 (sessanta) giorni solari dalla data di pubblicazione delle presenti Istruzioni Operative, in coerenza con quanto previsto dall'Articolo 7, comma 7.2, lettera b), delle "*Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di standard nazionale di comunicazione tra gli operatori nel settore del gas naturale*".

8. Altri aspetti peculiari dello strumento di comunicazione messo a disposizione

8.1 Posta elettronica certificata (PEC)

a) *Standardizzazione dell'oggetto della mail*

Nel caso di invio singolo l'oggetto della mail deve recare la dicitura "Richiesta /Esito/Inammissibilità richiesta di *codice univoco prestazione (PN1/PM1/PR1/E01/D01/R01/A40/A01/V01)* – Denominazione Utente (*Codice Identificativo mittente* - *P.IVA*) - Codice Pratica Utente - Codice Pratica Distributore" (quest'ultimo solo per i messaggi di mancato appuntamento per causa distributore e di esito della richiesta).

Nel caso di invio multiplo, ossia per un numero di richieste maggiore di uno, l'oggetto della mail deve recare la dicitura "Richieste/Esiti/Inammissibilità richieste di *codice univoco prestazione (PN1/PM1/PR1/E01/D01/R01/A40/A01/V01)* – Denominazione Utente (*Codice Identificativo mittente* - *P.IVA*)".

b) *File allegati alla mail*

Il file Excel o equivalente allegato alla PEC contiene tutti i dati minimi per ciascuno scambio informativo, di cui al precedente paragrafo 4, identificati grazie ad una riga di intestazione; nel caso in cui il messaggio riguardi più punti di riconsegna l'allegato presenta un numero di righe compilate pari al numero di PdR.
La trasmissione di documenti quali, a titolo di esempio, il preventivo ed il resoconto della verifica del gruppo di misura avviene utilizzando il formato Pdf.

c) *Definizione dell'appuntamento con il cliente finale*

La responsabilità è in carico al distributore.

8.2 Strumento evoluto

Nel periodo transitorio, l'eventuale strumento di comunicazione evoluto messo a disposizione dal distributore dovrà garantire la gestione dell'intero flusso informativo per tutte le prestazioni di cui al precedente paragrafo 2.

09A00783

DELIBERAZIONE 18 dicembre 2009.

Modificazioni e integrazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 25 gennaio 2008 ARG/elt 4/08 in materia di regolazione del servizio di dispacciamento e del servizio di trasporto (trasmissione, distribuzione e misura) dell'energia elettrica nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore. (Deliberazione ARG/elt 186/08).

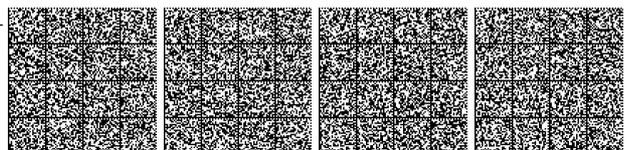
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 18 dicembre 2008

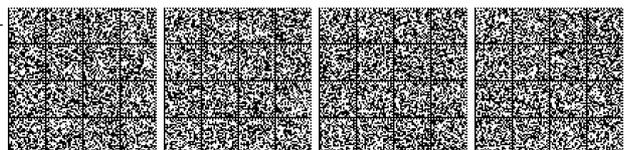
Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, delle Politiche per la Famiglia e della Solidarietà sociale 28 dicembre 2007, recante "Determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute" (di seguito: decreto 28 dicembre 2007) ;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TILP);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 4/08);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 28 marzo2008, ARG/elt 42/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 42/08);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione ARG/elt 117/08);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/elt 162/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 162/08).

Considerato che:

- con deliberazione ARG/elt 4/08, l'Autorità ha dato attuazione, tra l'altro, alla modalità operative di gestione della morosità dei clienti finali in caso di morosità;
- l'articolo 9, comma 2, della deliberazione ARG/elt 4/08 prevede che l'impresa distributrice comunichi, entro i termini di cui al comma 37.4 della deliberazione n. 111/06, all'esercente la vendita l'elenco dei punti di prelievo per i quali è stata richiesta la sospensione della fornitura per morosità specificando se il punto risulta sospeso;
- l'articolo 20, comma 1, della deliberazione ARG/elt 4/08 prevede che l'impresa distributrice comunichi mensilmente, entro i medesimi termini di cui al comma 37.4 della deliberazione n. 111/06, all'esercente la vendita l'elenco dei punti di prelievo associati a clienti finali non disalimentabili;

- la deliberazione ARG/elt 4/08, infine, prevede disposizioni transitorie in materia di:
  a) gestione della morosità dei clienti finali in caso di morosità con punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio;
  b) identificazione, fino all'emanazione della normativa concernente criteri e modalità per l'applicazione delle tariffe elettriche agevolate ai soggetti economicamente svantaggiati, tra i clienti finali non disalimentabili i clienti finali identificati ai sensi del comma 8.3, lettera e) della deliberazione n. 200/99;
  c) obblighi informativi a carico delle imprese di distribuzione relativamente al numero di sospensioni richieste, effettuate e non effettuate, nonché al numero di punti di prelievo non dotati di misuratori elettronici messi in servizi.

Considerato, inoltre, che:

- la deliberazione ARG/elt 117/08 ha dato attuazione operativa al sistema di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica ai clienti domestici in condizioni di disagio economico e/o in gravi condizioni di salute, in coerenza con le disposizioni del decreto 28 dicembre 2007;
- a deliberazione ARG/elt 117/08 ha introdotto disposizioni transitorie circa l'individuazione delle apparecchiature medico terapeutiche di cui all'articolo 3, comma 1 del decreto 28 dicembre 2007, in attesa dell'adozione delle apposite misure da parte del Ministero della salute, in relazione a quanto previsto dall'articolo 4, comma 6, del medesimo decreto 28 dicembre 2007;
- l'articolo 3, comma 1, della deliberazione ARG/elt 117/08 ha stabilito inoltre che ai sensi dell'articolo 4, comma 6, del decreto 28 dicembre 2007, i clienti finali domestici in gravi condizioni di salute di cui all'articolo 3 del medesimo decreto siano, di norma, inclusi nell'elenco dei clienti finali identificati come non interrompibili, anche ai fini delle procedure di distacco programmato previste dal Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico, di cui alla deliberazione CIPE n. 91 del 6 novembre 1979 e s.m.i;
- l'articolo 3, comma 2, della deliberazione ARG/elt 117/08 stabilisce che nei casi in cui l'inclusione dei clienti finali domestici in gravi condizioni di salute di cui all'articolo 3 del decreto 28 dicembre 2007 nell'elenco di cui al comma 3.1 della medesima deliberazione risultasse incompatibile con il raggiungimento degli obbiettivi di alleggerimento del carico previsti dal Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico, l'impresa distributrice può procedere al distacco di detti clienti esclusivamente per il tempo strettamente indispensabile ai fini dell'applicazione del suddetto Piano e previo preavviso personalizzato, effettuato tempestivamente al ricevimento dell'informazione di attivazione del Piano da parte del soggetto delegato allo scopo;

- l'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 162/08 stabilisce che lo stato di non disalimentabilità del cliente finale debba essere parte dei contenuti minimi del flusso informativo di cui al comma 37.4 della deliberazione n.111/06;
- nel corso dei lavori del gruppo di lavoro informale in materia di contenuti dell'anagrafica dei punti di prelievo di energia elettrica e dei flussi informativi ad essa associati costituito ai sensi ARG/elt 44/08, alcuni operatori hanno evidenziato l'opportunità di rivedere alcuni obblighi in capo alle imprese distributrici relativi allo stato di avanzamento della richiesta di sospensione relativa ad un punto di prelievo.

Considerato, infine, che:

- dall'analisi delle informazioni ricevute in esito agli obblighi informativi di cui all'articolo 17 della deliberazione ARG/elt 4/08 è emersa la necessità di rivedere le disposizioni transitorie in materia di sospensione della fornitura per i punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio in particolare con riferimento ai:
  a) criteri di determinazione della capacità mensile di sospensione della fornitura attribuita a ciascun distributore di cui all'articolo 16 della deliberazione ARG/elt 4/08;
  b) contenuti informativi di cui al medesimo articolo 17.

Ritenuto opportuno:

- conseguentemente alle disposizioni introdotte con le deliberazioni ARG/elt 162/08 e ARG/elt 117/08, apportare alcune modifiche alla deliberazione ARG/elt 4/08;
- integrare e modificare la deliberazione ARG/elt 4/08 in esito a quanto emerso dalle informazioni ricevute ai sensi degli obblighi informativi di cui all'articolo 17 della medesima deliberazione e a segnalazioni pervenute da alcuni operatori, prevedendo che:
  a) il numero medio di sospensioni mensili che ciascuna impresa distributrice è tenuta ad effettuare con riferimento a punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio sia definito considerando il numero medio mensile di sospensioni effettuate nel periodo compreso tra il 1 aprile 2008 e il 31 dicembre 2008;
  b) il contenuto dei medesimi obblighi informativi sia rivisto al fine ottimizzare il flusso di informazioni trasmesse all'Autorità da parte delle imprese distributrici e, altresì, di consentire verifiche tempestive sullo stato di applicazioni delle disposizioni transitorie per l'anno 2009 in materia di sospensione della fornitura per i punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio;
- sopprimere le previsioni della deliberazione ARG/elt 04/08 con riferimento agli obblighi informativi di cui al comma 9.2

DELIBERA

1. di modificare ed integrare la deliberazione ARG/elt 4/08, nei termini di seguito indicati:
   a) il comma 9.2 è soppresso;
   b) l'articolo 16 è sostituito dal seguente articolo:

*"***Articolo 16**

Disposizioni transitorie per l'anno 2009 in materia di sospensione della fornitura per i punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio

16.1 Per i punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio, l'impresa distributrice, fino al 31 dicembre 2009, non è tenuta agli obblighi di cui al comma 5.1 e a versare i corrispondenti indennizzi in caso di mancato intervento di sospensione. In luogo, valgono le disposizioni di cui al presente articolo.

16.2 Con riferimento a ciascun mese, l'impresa distributrice è tenuta ad effettuare l'intervento di sospensione della fornitura per un numero di richieste non inferiore alla propria capacità mensile di sospensione fissata pari, per ciascuna impresa distributrice, al valore massimo tra:

a) il numero medio mensile di sospensioni effettuate per il periodo dal 1 aprile 2008 al 31 dicembre 2008 con riferimento a punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio;
b) il prodotto tra 0,3% e il totale dei punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio localizzati nell'ambito territoriale della medesima impresa distributrice.

16.3 La capacità mensile di sospensione determinata ai sensi del comma 16.2, è attribuita a ciascun esercente la vendita sulla base del rapporto tra i punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio associati al medesimo esercente e il totale dei punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio nel proprio ambito territoriale.

16.4 Le richieste di sospensione devono essere inoltrate all'impresa distributrice da ciascun esercente la vendita settimanalmente. L'esercente la vendita deve adempiere a tutte le previsioni di cui all'articolo 4 e può indicare, con riferimento alle richieste di sospensione inoltrate, un ordine di priorità nella sospensione dei punti di prelievo.

16.5 L'impresa distributrice è tenuta ad effettuare l'intervento di sospensione sulla base delle richieste di sospensione della fornitura inoltrate dall'esercente la vendita ai sensi del comma 16.2, tenendo conto dell'ordine attribuito dal medesimo esercente, entro otto giorni lavorativi dal ricevimento della richiesta.

16.6 Qualora, in una settimana, il numero complessivo dei punti di prelievo associati alle richieste di sospensione inoltrate da un esercente la vendita risulti superiore ad un ammontare pari ad un quarto della quota di capacità mensile di sospensione attribuita al medesimo esercente la vendita ai sensi del comma 16.3, l'impresa distributrice non è tenuta ad effettuare l'intervento di sospensione per il numero di punti di prelievo eccedenti a tale ammontare.

16.7 L'impresa distributrice è tenuta a comunicare all'esercente la vendita:

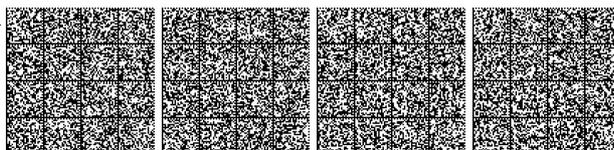
c) l'esito positivo dell'intervento di sospensione, indicando la data in cui l'operazione è stata effettuata, entro 4 giorni lavorativi successivi all'intervento di sospensione della fornitura;
d) il mancato intervento di sospensione, specificando le cause del mancato intervento ai sensi del comma 79.1 della deliberazione n. 333/07, entro 4 giorni lavorativi successivi al tentativo di sospensione."

c) l'articolo 17 è sostituito dal seguente articolo:

"**Articolo 17**

Obblighi informativi transitori in capo alle imprese distributrici

17.1 A partire dal mese di febbraio 2009, ed entro il 12 giorno lavorativo di ciascun mese, l'impresa distributrice di cui al comma 16.1 che ha ricevuto richieste di sospensione della fornitura per morosità relative a punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio comunica, con riferimento al mese precedente, comunica all'Autorità:

a) il numero totale di punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio ubicati nel proprio ambito territoriale, specificando la percentuale dei medesimi punti serviti dall'esercente la maggior tutela;
b) il numero totale di punti di prelievo per i quali è stata richiesta la sospensione della fornitura per morosità distinti per esercente la vendita;
c) il numero di sospensioni effettuate relative alle richieste di sospensione pervenute con riferimento al medesimo mese, distinti per esercente la vendita;
d) il numero di sospensioni non effettuate relative a richieste di sospensione pervenute con riferimento al medesimo mese, distinti per esercente la vendita;
e) per ciascun esercente la vendita, la capacità mensile di sospensione comunicata ai sensi del comma 21.4;
f) con riferimento alla sola comunicazione del mese di febbraio 2009, le informazioni di cui comma 16.2, lettera a).

17.2 A partire dal mese di febbraio 2009, entro il 12 giorno lavorativo di ciascun mese, l'impresa distributrice che, con riferimento al mese precedente, ha ricevuto richieste di sospensione per morosità relative a punti di prelievo diversi da punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio, comunica all'Autorità:

a) il numero totale di punti di prelievo per i quali è stata richiesta la sospensione della fornitura per morosità distinti per esercente la vendita e per livello di tensione;
b) il numero di sospensioni effettuate relative alle richieste di sospensione pervenute con riferimento al medesimo mese, distinti per esercente la vendita e per livello di tensione;
c) il numero di sospensioni non effettuate relative a richieste di sospensione pervenute con riferimento al medesimo mese, distinti per esercente la vendita.

17.3 Le informazioni di cui comma 17.1 devono essere inviate in un unico documento in formato elettronico utilizzando le tabelle riportate nell'appendice 1 allegata al presente provvedimento. Le informazioni di cui comma 17.2 devono essere inviate in un unico documento in formato elettronico utilizzando le tabelle riportate nell'appendice 2 allegata al presente provvedimento."

d) il comma 18.1 è sostituito dal seguente comma:

"18.1 I clienti non disalimentabili sono i clienti che appartengono ad una delle seguenti categorie:

a) i clienti finali identificati ai sensi del Piano di emergenza per la sicurezza del servizio elettrico della delibera CIPE n. 91 del 6 novembre 1979 e s.m.i.;
b) i clienti finali di cui al comma 2.2, lettera b) della deliberazione n. 117/08 ai quali è stata riconosciuta la compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica di cui al comma 2.1 della medesima deliberazione che non sono identificati come interrompibili ai sensi del precedente comma;
c) altri clienti finali diversi da quelli identificati ai precedenti punti a) e b), per i quali, fino a quando sono rimasti serviti dall'impresa distributrice, non è stata prevista da parte della medesima impresa distributrice la sospensione della fornitura in relazione alla funzioni di pubblica utilità svolta dai medesimi."

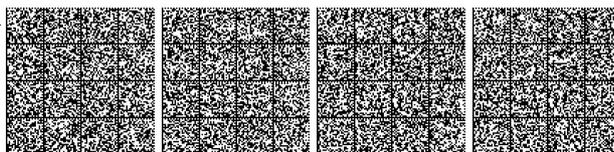
e) il comma 20.1 è soppresso;
f) al comma 21.3 le parole "18.1, lettera a)" sono sostituite con le seguenti "2.2, lettera b), della deliberazione n. 117/08 ai quali è stata riconosciuta la compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica di cui al comma 2.1 della medesima deliberazione";
g) al comma 21.4 le parole "A partire dal mese di marzo, ciascuna" sono sostituite con la seguente parola "Ciascuna" ;

h) dopo il comma 21.4 è introdotto il seguente comma:
   "21.5 Fino al 31 maggio 2009, l'impresa distributrice comunica mensilmente, entro i medesimi termini di cui al comma 37.4 della deliberazione n. 111/06, all'esercente la vendita l'elenco dei punti di prelievo associati a clienti finali non disalimentabili di cui al comma 18.1. Tale comunicazione riporta, per ciascun punto di prelievo, i medesimi elementi informativi inseriti nell'elenco di cui al comma 18.2."

2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione, affinché produca effetti a decorrere dall'1 gennaio 2009.

Milano, 18 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

APPENDICE 1

17.1 a) Punti di prelievo in bassa tensione	
Numero totale di punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio	*% in Maggior Tutela*

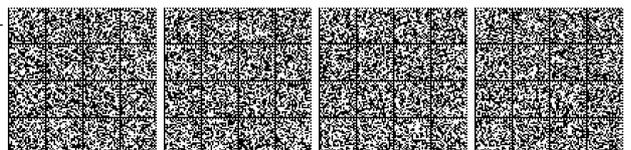
17.1 b) Numero di richieste di sospensione ricevute nel mese	
Esercente la vendita	*n. sospensioni*

17.1 c) Sospensioni effettuate	
Esercente la vendita	*n. sospensioni effettuate*

17.1 d) Sospensioni non effettuate	
Esercente la vendita	*n. sospensioni non effettuate*

17.1 e) Capacità mensile di sospensione per esercente la vendita	
Esercente	*Capacità*

17.1 f) Numero di sospensioni medie 1 aprile 2008-31 dicembre 2008

APPENDICE 2

17.2 a) Numero di richieste di sospensione ricevute nel mese

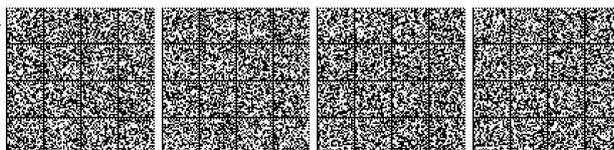
Esercente la vendita	*BT*	*MT*	*AT*

17.2 b) Sospensioni effettuate

Esercente la vendita	*BT*	*MT*	*AT*

17.2 c) Sospensioni non effettuate

Esercente la vendita	*BT*	*MT*	*AT*

09A00784

DELIBERAZIONE 18 dicembre 2008.

Disposizioni in merito alla pubblicazione, da parte di Terna, di informazioni relative alla capacità disponibile delle unità di produzione di energia elettrica. (Deliberazione ARG/elt 187/08).

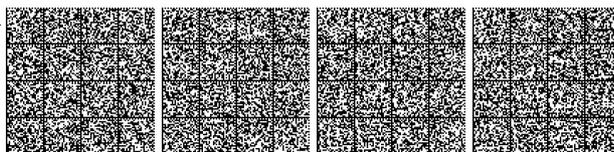
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 18 dicembre 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- il regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 con il relativo allegato (di seguito: Regolamento n. 1228/2003), così come modificato dalla decisione della Commissione Europea 2006/770/CE del 9 novembre 2006;
- la legge 14 novembre 1995 n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79;
- la legge 12 dicembre 2002 n. 273;
- la legge 27 ottobre 2003 n. 290;
- la legge 23 agosto 2004 n. 239;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e l'Allegato A alla medesima deliberazione, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 115/08).

Considerato che:

- l'Allegato al Regolamento 1228/2003 (di seguito: Allegato al Regolamento) prevede, al punto 5.5, che ciascun gestore del sistema di trasmissione (di seguito: TSO) pubblichi tutti i dati rilevanti per il *cross-border trade* sulla base delle migliori stime possibili;
- per consentire ai TSO di rispettare il predetto obbligo, l'Allegato al Regolamento prevede che i partecipanti al mercato debbano rendere disponibile al TSO interessato tutti i dati e le informazioni rilevanti;
- l'Allegato al Regolamento prevede, al punto 5.6, che le informazioni rilevanti siano rese disponibili al mercato in tempo utile per la negoziazione dei prodotti il cui valore sia influenzato dalle informazioni stesse;
- il punto 5.9 dell'Allegato al Regolamento prevede che tutte le informazioni che i TSO sono tenuti a pubblicare siano accessibili facilmente e gratuitamente da parte dei soggetti interessati; i dati corrispondenti devono inoltre essere accessibili attraverso adeguati strumenti standard di scambio di informazioni ed includere anche informazioni storiche per un periodo non inferiore ai due anni precedenti;
- l'Allegato al Regolamento affida alle Autorità di regolazione competenti dei Paesi Membri il compito di vigilare sulle modalità con cui dette informazioni sono rese disponibili da parte dei TSO.

Considerato inoltre che:

- Terna, nella sua qualità di TSO del sistema elettrico italiano, ha ad oggi rispettato l'obbligo di pubblicazione dei dati e delle informazioni rilevanti di cui al punto 5.5 dell'Allegato al Regolamento, ad eccezione delle informazioni di cui alla lettera i) del medesimo punto, laddove si dispone che i TSO pubblichino *ex-ante* le informazioni relative alle indisponibilità programmate delle unità di produzione di potenza superiore a 100 MW ed *ex-post* le informazioni relative alle indisponibilità programmate e non programmate riferite al giorno precedente e relative alle medesime unità;
- Gli operatori di mercato – ed in particolare gli utenti del dispacciamento – comunicano a Terna su base annuale, mensile e settimanale i loro programmi di manutenzione e su base giornaliera, prima della chiusura mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), la capacità disponibile per il giorno successivo di ciascuna unità di produzione rilevante nella loro disponibilità.

Ritenuto che:

- rendere disponibili a ciascun operatore di mercato informazioni puntuali sulla effettiva capacità produttiva disponibile di ciascuna unità di produzione di dimensioni rilevanti nella disponibilità di altri produttori potrebbe ridurre la concorrenzialità del mercato; ciò con particolare riferimento alla concorrenzialità del MSD e, nei casi in cui non siano presenti o introducibili opportune misure per il controllo dell'esercizio del potere di mercato eventualmente di carattere locale;
- il dettaglio con cui le informazioni di cui al punto 5.5 dell'Allegato al Regolamento devono essere disponibili per risultare efficaci ai fini di cui all'Allegato al Regolamento medesimo, ovvero del *cross border trade*, debba essere definito anche in funzione del disegno del mercato all'ingrosso;
- in particolare, poiché il disegno del mercato all'ingrosso prevede una configurazione zonale del mercato, ai fini della formazione del prezzo non risulta direttamente rilevante la specifica localizzazione di un'unità produttiva, ma solo l'identificazione della zona in cui l'impianto si trova;
- analogamente, non sia rilevante l'identità dell'operatore di mercato abilitato ad offrire nel mercato all'ingrosso l'energia elettrica producibile da un impianto qualora l'operatore in questione non abbia dimensioni tali da poter influire sui prezzi di mercato;
- viceversa, sia comunque rilevante ai fini del *cross border trade* conoscere la fonte primaria di alimentazione (ed eventualmente la tecnologia) dell'unità produttiva cui le informazioni di cui al punto 5.5 lettera f) dell'Allegato al Regolamento fanno riferimento;
- con riferimento alle zone relative alla Sicilia ed alla Sardegna, la particolare condizione strutturale dell'offerta rende facilmente attuabili comportamenti di collusione tacita;

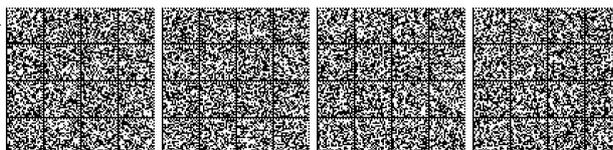
- per quanto sopra, rendere disponibili a ciascun operatore di mercato informazioni puntuali sulla effettiva capacità disponibile di ciascuna unità produttiva di dimensioni rilevanti nella disponibilità di altri produttori e localizzata in Sicilia o in Sardegna dia luogo a evidenti criticità in termini di concorrenzialità dei mercati;
- al tempo stesso, la rilevanza delle informazioni relative alle unità di produzione localizzate nella Sicilia e nella Sardegna sia minima, se alcuna, anche in ragione della possibilità da parte di dette unità produttive di influire sul prezzo dell'energia elettrica nelle zone confinanti con l'estero; che è il prezzo rilevante ai fini delle decisioni di *cross border trade*;
- siano, invece, particolarmente rilevanti, ai fini delle decisioni di *cross border trade*, le informazioni relative alle unità di produzione localizzate nella zona nord.

Ritenuto altresì che:

- anche la disponibilità delle informazioni *ex post* abbia valore per gli operatori in quanto consente sia di individuare che di segnalare eventuali comportamenti abusivi, oltre che di meglio comprendere la probabilità che determinati eventi cui le informazioni fanno riferimento possano ripetersi in futuro;
- il rischio che la disponibilità per ciascun operatore di mercato di informazioni puntuali sulla effettiva capacità disponibile di ciascuna unità produttiva di dimensioni rilevanti nella disponibilità di altri produttori possa ridurre la concorrenzialità del mercato è tanto minore quanto maggiore è il tempo trascorso tra l'evento considerato e la divulgazione dello stesso;
- quanto sopra valga con particolare riferimento alla concorrenzialità del MSD e nei casi in cui non siano presenti, o introducibili, opportune misure per il controllo dell'esercizio del potere di mercato eventualmente di carattere locale

DELIBERA

1. di approvare le disposizioni in merito alla pubblicazione, da parte di Terna, di informazioni relative alla capacità disponibile delle unità di produzione di energia elettrica, allegato al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di disporre che Terna comunichi entro il 31 dicembre 2008, sul proprio sito *internet*, il giorno, comunque non successivo all'1 febbraio 2009, a partire dal quale comincerà a rendere disponibili le informazioni di cui all'Allegato A al presente provvedimento, nonché le modalità con cui dette informazioni verranno rese disponibili;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore con decorrenza dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 18 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Disposizioni in merito alla pubblicazione, da parte di Terna, di informazioni relative alla capacità disponibile delle unità di produzione di energia elettrica

Articolo 1
Definizioni

Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento valgono le definizioni di cui all'articolo 1 dell'allegato A alla deliberazione n. 111/06, come successivamente modificato ed integrato nonché le seguenti ulteriori definizioni:

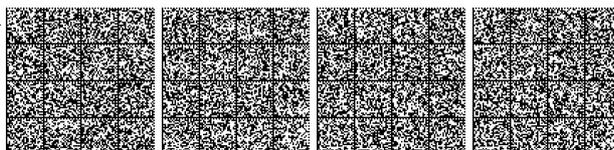
- **capacità produttiva disponibile** di una unità di produzione in un'ora è il valore della potenza massima erogabile dall'unità nell'ora specificata (espresso in MW), come risultante dalla dichiarazione dell'utente del dispacciamento titolare dell'unità sul Registro delle Unità di Produzione alla chiusura della fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento, nel caso delle unità abilitate, e come risultante dalla miglior stima di Terna per le altre unità rilevanti;
- **Codice di trasmissione e dispacciamento** è parte integrante del Codice di rete predisposto da Terna in conformità a quanto previsto nel decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione;
- **macroarea** è una fra le macroaree Nord e Sud_Isole;
- **macroarea Nord** è l'aggregato della zona nord e del polo di produzione limitata di Monfalcone, di cui al Codice di trasmissione e dispacciamento;
- **macroarea Sud_Isole** è l'insieme di tutte le altre zone e dei poli di produzione limitata non già incluse nelle macroarea Nord e diverse dalle zone estere di cui al Codice di trasmissione e dispacciamento;
- **macroutente** è un aggregato di utenti del dispacciamento definito dalla Direzione Mercati dell'Autorità ai sensi del comma 4.1, lettera a) della deliberazione ARG/elt 115/08, tenendo conto dei rapporti di controllo tra loro intercorrenti comunicati all'Autorità dai medesimi utenti del dispacciamento ai sensi dei commi 8.1, 8.2 e 8.3 della medesima deliberazione;
- **Registro delle Unità di Produzione** è l'archivio tenuto da Terna contenente l'anagrafica, i parametri tecnici e le abilitazioni alla partecipazione ai differenti mercati delle unità di produzione rilevanti.

Articolo 2
Obblighi di pubblicazione di informazioni da parte di Terna

2.1. Terna rende disponibili al mercato le seguenti informazioni:

a) il valore atteso orario, tenendo conto delle manutenzioni programmate e delle indisponibilità, della capacità produttiva disponibile relativo alle unità di produzione con potenza non inferiore a 100 MW;

b) il valore effettivo orario della capacità produttiva disponibile relativo all'insieme delle unità di produzione con potenza non inferiore a 100 MW;

c) il valore effettivo orario della capacità produttiva disponibile relativo a ciascuna delle unità di produzione con potenza non inferiore a 100 MW.

2.2. Le informazioni di cui al precedente comma 2.1, lettera a), sono rese disponibili al mercato aggregando la capacità produttiva disponibile relativa alle unità di produzione con potenza non inferiore a 100 MW per:

a) macroutente che ha la disponibilità dell'unità di produzione; a tal fine, le informazioni relative alle unità nella disponibilità di utenti del dispacciamento diversi da un macroutente sono da aggregare tra loro ed etichettare come "altro";

b) macroarea;

c) tipologia di impianto/fonte primaria di alimentazione che caratterizza l'unità produttiva distinguendo, per quanto riguarda la tipologia di impianto, tra:

i) termico tradizionale;

ii) termico turbogas;

iii) termico ciclo combinato;

iv) termico diverso;

v) idroelettrico;

vi) altro.

per quanto riguarda la fonte primaria di alimentazione, ciascuna delle tipologie di cui sub i), ii), iii), iv), è a sua volta suddivisa in funzione del combustibile prevalente distinguendo tra:

- gas naturale;
- carbone;
- derivati del petrolio;
- altro.

2.3. Le informazioni di cui al precedente comma 2.1, lettera b), sono rese disponibili al mercato aggregando la capacità produttiva disponibile relativa alle unità di produzione con potenza non inferiore a 100 MW per:

a) macroarea;

b) tipologia di impianto/fonte primaria di alimentazione che caratterizza l'unità produttiva distinguendo, per quanto riguarda la tipologia di impianto, tra:

i) termico tradizionale;

ii) termico turbogas;

iii) termico ciclo combinato;

iv) termico diverso;

v) idroelettrico;

vi) altro.

per quanto riguarda la fonte primaria di alimentazione, ciascuna delle tipologie di cui sub i), ii), iii) e iv), è a sua volta suddivisa in funzione del combustibile prevalente distinguendo tra:

- gas naturale;
- carbone;
- derivati del petrolio;
- altro.

2.4. Le informazioni di cui al precedente comma 2.1, lettera c), sono rese disponibili al mercato con riferimento a ciascuna unità di produzione con potenza non inferiore a 100 MW.

2.5. Le informazioni di cui al precedente comma 2.1, lettera a), sono rese disponibili al mercato subito dopo la definizione del programma di manutenzione delle unità produttive con riferimento a ciascuna ora dell'anno solare cui il programma si riferisce e sono aggiornate periodicamente con tempistiche compatibili con il rendere dette informazioni disponibili in tempo utile per l'assunzione delle decisioni relative alla acquisizione dei diritti relativi alla capacità di interconnessione nonché di utilizzazione della stessa; in particolare, la periodicità di aggiornamento di dette informazioni è almeno settimanale a partire dal secondo giorno precedente l'inizio dell'anno cui le informazioni fanno riferimento.

2.6. Le informazioni di cui al precedente comma 2.1, lettera b), sono rese disponibili al mercato il giorno successivo a quello cui l'informazione si riferisce.

2.7. Le informazioni di cui al precedente comma 2.1, lettera c), sono rese disponibili al mercato il settimo giorno successivo a quello cui le informazioni fanno riferimento.

2.8. Le informazioni di cui al precedente comma 2.1 sono rese disponibili al mercato nel rispetto delle disposizioni previste al punto 5.9 dell'Allegato al Regolamento.

09A00785

DELIBERAZIONE 22 dicembre 2008.

Aggiornamento del valore del fattore di correzione specifico aziendale dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 dicembre 2007 n. 316/07 relativo alle società, Acea S.p.A., AEM Elettricità S.p.A., ASM Distribuzione elettricità s.r.l. Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, Deval S.p.A., per gli anni 2005 e 2006 e relativo alle società Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM S.p.A. di San Severino Marche per l'anno 2005. (Deliberazione ARG/elt 196/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 22 dicembre 2008

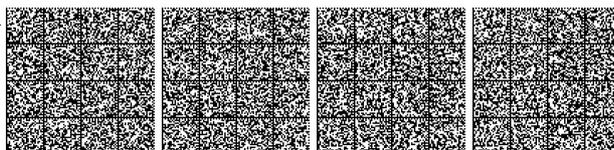
Viste:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244 (di seguito: dPR n. 244/01);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 dicembre 2001, n. 310/01 (di seguito: deliberazione n. 310/01);
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04 (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004, n. 96/04 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 96/04);
- le Modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale di cui all'articolo 49 del Testo integrato - Periodo di regolazione 2004-2007, approvate con deliberazione n. 96/04 (di seguito: l'allegato A alla deliberazione n. 96/04);
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2006, n. 202/06 (di seguito: deliberazione n. 202/06);
- la deliberazione dell'Autorità 15 febbraio 2007, n. 30/07 (di seguito: deliberazione n. 30/07);
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2007 n. 109/07 (di seguito: deliberazione n. 109/07);
- la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2007 n. 136/07 (di seguito: deliberazione n. 136/07);
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007 n. 316/07 (di seguito: deliberazione n. 316/07);
- la deliberazione dell'Autorità 4 febbraio 2008, ARG/elt 8/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 8/08);
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008 ARG/elt 21/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 21/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2008 ARG/elt 54/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 54/08);
- la deliberazione dell'Autorità 20 maggio2008 ARG/elt 62/08;
- la deliberazione dell'Autorità 17 giugno 2008 ARG/elt 78/08;
- la deliberazione dell'Autorità 11 settembre 2008 ARG/elt 121/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 121/08);
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2008 ARG/elt 183/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 183/08).

Considerato che:

- il comma 49.1 del Testo integrato ha istituito il regime di perequazione specifico aziendale, destinato a coprire gli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi del regime generale di perequazione, di cui alla parte III, sezione I, del medesimo Testo integrato;
- la deliberazione n. 96/04 ha definito le modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale di cui all'articolo 49 del Testo integrato - Periodo di regolazione 2004-2007;
- ai fini della determinazione dell'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale, ai sensi del comma 49.3 del Testo integrato sono state condotte specifiche istruttorie;
- le deliberazioni n. 202/06, 30/07, 109/07, 136/07, ARG/elt 8/08, ARG/elt 21/08, ARG/elt 54/08, ARG/elt 121/08, hanno determinato il fattore di correzione specifico aziendale (*Csa*) dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione per l'anno 2004, di cui al comma 49.3 del Testo integrato, per le seguenti società, in misura pari a:

Società	Deliberazione	Csa_{2004}
Acea S.p.A.	30/07	0,1875
AEM Elettricità S.p.A.	ARG/elt 121/08	0,1391
Amaie Sanremo S.p.A.	136/07	0,1189
ASM Distribuzione elettricita s.r.l.	8/08	0,1378
ASSEM S.p.A. di San Severino Marche	ARG/elt 54/08	0,2378
Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG	109/07 - ARG/elt 21/08	0,0333
Deval S.p.A.	212/06	0,1083

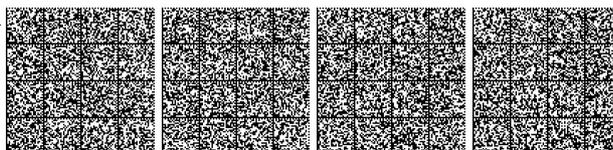
- il comma 49.3 del Testo integrato ha stabilito che in ciascun anno l'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale è pari al fattore *Csa* moltiplicato per il ricavo ammesso perequato di ciascun anno;
- il comma 49.5 del Testo integrato ha stabilito che il fattore di correzione *Csa* sia aggiornato annualmente in coerenza con le modalità di aggiornamento della quota parte delle componenti tariffarie a copertura della remunerazione del capitale investito;
- l'articolo 1 della deliberazione n. 316/07 ha stabilito le modalità per l'aggiornamento del fattore di correzione *Csa* per gli anni 2005, 2006 e 2007;
- la deliberazione n. 30/07 ha fissato un decremento del 3,73% annuo del coefficiente Csa, in considerazione della eliminazione delle sovrapposizioni tra la rete storica di Acea e quella acquisita da Enel S.p.A. nel territorio del comune di Roma, da applicare in sede di aggiornamento annuo del coefficiente Csa di cui al paragrafo 6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 96/04;
- l'articolo 1 della deliberazione ARG/elt 62/08 ha disposto che, a titolo di acconto e salvo conguaglio, la Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) versi alle imprese beneficiarie della perequazione specifica aziendale, entro il 30 giugno 2008, gli importi spettanti per gli anni 2005, 2006 e 2007, pari ciascuno all'80% dell'ammontare liquidato per l'anno 2004;

- i dati necessari all'aggiornamento del fattore di correzione *Csa* per gli anni 2005 e 2006 e relativi alle società Acea S.p.A., AEM Elettricità S.p.A., ASM Distribuzione elettricità s.r.l., Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, Deval S.p.A. sono stati acquisiti tramite raccolte dati predisposte dalla Direzione Tariffe per l'aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari, per la comunicazione dei ricavi eccedentari il vincolo V1 e per la perequazione generale;
- i dati necessari all'aggiornamento del fattore di correzione *Csa* per l'anno 2005 e relativi alle società Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM S.p.A. di San Severino Marche sono stati acquisiti tramite raccolte dati predisposte dalla Direzione Tariffe per la comunicazione dei ricavi eccedentari il vincolo V1 e per la perequazione generale;
- i dati degli investimenti relativi agli anni 2004 e 2005 delle società Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM S.p.A. di San Severino Marche necessari all'aggiornamento del fattore di correzione *Csa* per gli anni 2006 e 2007 sono stati richiesti mediante apposita modulistica inviata dalla Direzione tariffe;
- la deliberazione ARG/elt 78/08 ha differito i termini in materia di vincolo V1 per l'anno 2007 necessari all'aggiornamento del fattore di correzione *Csa* per il medesimo anno;
- la deliberazione ARG/elt 183/08 ha riavviato la perequazione generale per l'anno 2007, i cui dati, raccolti dalla Cassa, saranno utilizzati anche ai fini dell'aggiornamento del fattore di correzione *Csa* per il medesimo anno.

Considerato inoltre che:

- è stato riscontrato un errore materiale nei valori indicati nella Tabella 1 della deliberazione n. 316/07; più specificatamente il valore della componente "*σ3(disat); ρ3(disat)*" per la tipologia "*e) altre utenze in media tensione*", indicato pari a "0,0030 cent€/kwh", è da intendersi pari a "0,0300 cent€/kwh":
- l'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 21/08 ha disposto che l'importo liquidato dalla Cassa in ottemperanza dell'articolo 2 della deliberazione n. 109/07, venga trattenuto dalla società a titolo di anticipazione, salvo conguaglio, di quanto spettante alla società Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, quale perequazione specifica aziendale per il periodo di regolazione 2004-2007.

Ritenuto opportuno:

- sulla base dei dati forniti dalle società Acea S.p.A., AEM Elettricità S.p.A., ASM Distribuzione elettricità s.r.l., Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, Deval S.p.A., aggiornare il coefficiente *Csa*, rispettivamente, per gli anni 2005 e 2006, nella misura pari a:

Società	Csa_{2005}	Csa_{2006}
Acea S.p.A.	0,1762	0,1805
AEM Elettricità S.p.A.	0,1369	0,1168
ASM Distribuzione elettricità s.r.l.	0,1314	0,1349
Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG	0,0280	0,0358
Deval S.p.A.	0,1067	0,1193

- sulla base dei dati forniti dalle società Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM S.p.A. di San Severino Marche, aggiornare il coefficiente *Csa* per l'anno 2005 nella misura pari a:

Società	Csa_{2005}
Amaie Sanremo S.p.A.	0,1173
ASSEM S.p.A. di San Severino Marche	0,2356

- determinare tale aggiornamento sulla base del valore della componente *"σ3(disat); ρ3(disat)"* per la tipologia "*e) altre utenze in media tensione*", di cui alla Tabella 1 della deliberazione n. 316/07, pari a "0,0300 cent€/kwh";
- rinviare ad un successivo provvedimento l'aggiornamento del fattore di correzione *Csa* per l'anno 2006 per le società Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM S.p.A. di San Severino Marche;
- rinviare ad un successivo provvedimento l'aggiornamento del fattore di correzione *Csa* per l'anno 2007 per le società Acea S.p.A., AEM Elettricità S.p.A., ASM Distribuzione elettricità s.r.l. Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, Deval S.p.A., per gli anni 2005 e 2006 e relativo alle società Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM Sp.A. di San Severino Marche

DELIBERA

1. di rettificare il valore della componente*"σ3(disat); ρ3(disat)"* per la tipologia "*e) altre utenze in media tensione*", di cui alla Tabella 1 della deliberazione n. 316/07, nella misura di "0,0300 cent€/kwh";
2. di determinare per le società Acea S.p.A., AEM Elettricità S.p.A., ASM Distribuzione elettricità s.r.l., Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, Deval S.p.A. l'aggiornamento del fattore *Csa*, di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 316/07, per gli anni 2005 e 2006 in misura pari, rispettivamente a:

Società	Csa_{2005}	Csa_{2006}
Acea S.p.A.	0,1762	0,1805
AEM Elettricità S.p.A.	0,1369	0,1168
ASM Distribuzione elettricità s.r.l.	0,1314	0,1349
Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG	0,0280	0,0358
Deval S.p.A.	0,1067	0,1193

3. di determinare per le società Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM S.p.A. di San Severino Marche l'aggiornamento del fattore *Csa*, di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 316/07, per l'anno 2005 in misura pari, rispettivamente a:

Società	Csa_{2005}
Amaie Sanremo S.p.A.	0,1173
ASSEM S.p.A. di San Severino Marche	0,2356

4. di disporre che la Cassa conguaglio per il settore elettrico corrisponda alle società di cui ai punti 2. e 3. gli ammontari relativi alla perequazione specifica aziendale per gli anni indicati sulla base dei fattori di cui ai precedenti punti e del ricavo amesso perequato, comunicato dall'Autorità;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dal giorno della sua pubblicazione.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica dello stesso.

Milano, 22 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

09A00786

DELIBERAZIONE 22 dicembre 2008.

Modificazioni, integrazioni e rettifica di errori materiali della Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG). (Deliberazione ARG/gas 197/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 22 dicembre 2008

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1990, n. 144, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142 del 20 giugno 2000;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 229/01 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2006, n. 108/06, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 294/06, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 157/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 9 luglio 2007, n. 169/07;
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, di approvazione della Parte I "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012" (RQDG) del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG);
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2008, ARG/gas 128/08;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 recante "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)" approvata con la deliberazione ARG/gas 159/08;
- la lettera dell'associazione di categoria ANIGAS, del 2 dicembre 2008, prot. 3580/2008 DIGE, ricevuta dall'Autorità in data 5 dicembre 2008, prot. Autorità 38745 (di seguito: lettera 2 dicembre 2008).

Considerato che:

- si sono riscontrati errori materiali nella RTDG;
- il comma 7.6 della RTDG prevede che nei casi in cui si proceda alla determinazione d'ufficio delle tariffe, si tenga conto delle informazioni disponibili o si proceda a ricostruzioni per confronto con altre realtà similari;
- il comma 53.1 della RTDG prevede che il soggetto responsabile della raccolta, della validazione e registrazione delle misure del gas con riferimento ai punti di riconsegna è l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano gas da tali punti;
- l'articolo 1 della deliberazione ARG/gas 159/08 prevede che le disposizioni della RTDG entrino in vigore dall'1 gennaio 2009;
- ANIGAS ha richiesto con la lettera 2 dicembre 2008 di prevedere un periodo transitorio per la piena applicazione di quanto previsto al comma 53.1 della RTDG, in ragione delle difficoltà di ordine operativo a darne attuazione nei termini previsti dalla deliberazione ARG/gas 159/08;
- fino alla data del 31 dicembre 2008, la responsabilità per le funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle letture è in capo all'impresa di vendita.

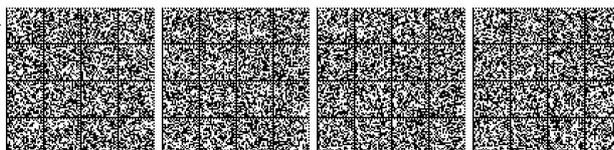
Considerato inoltre che:

- il comma 32.1 della RTDG definisce le modalità di determinazione del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi del servizio di misura per le imprese distributrici;
- il comma 49.1 della RTDG definisce le modalità di determinazione dell'ammontare di perequazione dei costi relativi al servizio di misura riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributrice;

Ritenuto che sia opportuno:

- sanare gli errori materiali riscontrati;
- adottare meccanismi di determinazione delle tariffe d'ufficio il più possibile automatici e prevedibili, e in grado di intercettare tutte le situazioni prospettate dalle imprese.

Ritenuto inoltre che sia opportuno:

- in relazione alla richiesta di ANIGAS, prevedere un differimento, non ulteriormente prorogabile, di sei mesi della data di entrata in vigore delle disposizioni di cui al comma 53.1, lettera b) della RTDG, che attribuiscono all'impresa distributrice l'assunzione della responsabilità delle funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure del gas con riferimento ai punti di riconsegna;
- regolare, con riferimento al differimento di decorrenza degli obblighi di cui al punto precedente, il periodo transitorio che si estende dall'1 gennaio 2009 al 30 giugno 2009, mantenendo per il medesimo periodo la responsabilità relativa alle funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure del gas, con riferimento ai punti di riconsegna, in capo ai soggetti che attualmente la esercitano, in continuità con la disciplina in vigore nell'anno 2008;

- prevedere la copertura dei costi operativi relativi allo svolgimento delle funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure del gas sostenuti dalle imprese di vendita nel periodo transitorio;
- prevedere che la copertura dei costi di cui al precedente alinea avvenga alle medesime condizioni previste dalla RTDG per il caso in cui tali funzioni siano svolte dalle imprese distributrici;
- in relazione a quanto previsto nei punti precedenti, disporre che:
  a. la quota parte del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi relativi al servizio di misura, di cui al comma 32.1 della RTDG relativo al primo semestre 2009 sia riconosciuto alle imprese di vendita;
  b. la quota parte dell'ammontare di perequazione dei costi relativi al servizio di misura di cui al comma 49.1 della RTDG, relativa alla compensazione dei costi per le letture di *switch* effettuate nel primo semestre 2009 sia riconosciuta alle imprese di vendita;
- rendere minimo l'impatto, in termini di oneri gestionali, delle disposizioni che regolano il periodo transitorio di cui ai precedenti punti

DELIBERA

Articolo 1
Modificazioni, integrazioni e rettifica di errori materiali della RTDG

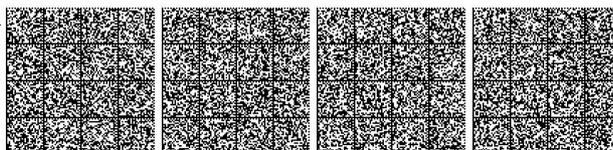
1.1 Al comma 1.1 della RTDG:
- nella definizione di processo di aggregazione societaria, dopo le parole "è l'acquisizione di rami d'impresa" sono aggiunte le parole "da parte di altra impresa distributrice";
- nella definizione di processo di aggregazione societaria, la parola "societarie" è sostituita dalle parole "di soggetti giuridici";
- nella definizione di cespiti in esercizio, dopo le parole "realizzati internamente" sono aggiunte le parole "ovvero di proprietà del Comune titolare del servizio o di altra società di capitali appositamente costituita ai sensi della normativa vigente".

1.2 Al comma 4.3 della RTDG, lettera e) dopo le parole "in conto capitale" sono aggiunte le parole "e contributi privati".

1.3 Al comma 7.6 della RTDG le parole "tenendo conto delle informazioni disponibili e procedendo a ricostruzioni per confronto con altre realtà similari" sono sostituite con le parole "sulla base del valore della quota parte del vincolo calcolato per l'anno termico 2007-2008 a copertura dei costi di capitale, corretto per le variazioni relative all'anno 2007, al netto dei costi di capitale relativi ai cespiti centralizzati".

1.4 Al comma 13.2 della RTDG, dopo le parole "per gli anni fino al 2003 incluso" sono sostituite con le parole "per gli anni fino al 2002 incluso".

1.5 Al comma 13.3 della RTDG, la formula in esso riportata è sostituita dalla seguente formula:

$$CA_{c,s,t,i} = VL * \frac{d_p}{d_t}$$

1.6 Al comma 37.1, il primo punto è sostituito dal seguente:
- della somma dei costi di località delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario e della quota parte dei costi di capitale delle imprese distributrici che operano nel medesimo ambito, attribuiti pro-quota in funzione dell'incidenza dei punti di riconsegna ricadenti nell'ambito rispetto al totale dei punti di riconsegna serviti"

1.7 Al comma 43.1, lettera b) dopo le parole "agli investimenti" è cancellata la parola "netti".

1.8 Al comma 45.1 le parole "collegati agli investimenti realizzati di cui al comma 44.1, lettere da b) ad h) e al comma 44.1, lettera f)" sono sostituite con le parole "collegati agli investimenti di cui all'articolo 44";

1.9 Al comma 45.2, dopo la lettera g) è aggiunta la seguente lettera:
h) Contributi pubblici percepiti e contributi privati addebitati nell'anno t.

1.10 Al comma 49.1, primo punto, dopo le parole "letture di *switch*" sono aggiunte le parole "in eccedenza al numero di letture di *switch* effettuate nell'anno 2006".

1.11 Al comma 54.1, dopo le parole "L'impresa distributrice" sono cancellate le parole "di cui al comma 52.1, lettera a)".

Articolo 2
Disposizioni transitorie

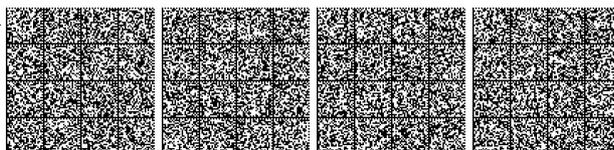
2.1 L'entrata in vigore delle disposizioni di cui al comma 53.1, lettera b), della RTDG è differito all'1 luglio 2009.

2.2 Per il periodo transitorio, che si estende dall'1 gennaio 2009 al 30 giugno 2009, a ciascuna impresa di vendita *v* che svolge le funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure, con riferimento ai punti di riconsegna relativi all'impresa distributrice *c*, è riconosciuto una quota parte del vincolo ai ricavi ammessi di cui al comma 32.1 della RTDG, calcolata secondo la seguente formula:

$$VRMTR_{2009,c,v}^{opex} = \sum_i t(rac)_{2009}^{opex} * NUA_{2009,c,i}^{eff-TR}$$

dove:
- $NUA_{2009,c,i}^{eff-TR}$ è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nel primo semestre dell'anno 2009 dall'impresa distributrice *c* e forniti nel medesimo periodo dall'impresa di vendita *v*, nella località *i*, calcolato come rapporto tra il ricavo di competenza del medesimo semestre dell'anno 2009 rinveniente dall'applicazione della componente *t(cot)* nella località *i*, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente *t(cot)* nell'anno 2009. Per le località in avviamento è determinato come prodotto del valore riportato in Tabella 1, per il 50% del numero delle famiglie residenti nel comune considerato come risultante dall'edizione più aggiornata del "Bilancio demografico e popolazione residente al 31 dicembre" pubblicato dall'Istat.

2.3 Per l'anno 2009 il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi del servizio di misura di cui al comma 32.1 della RTDG da riconoscere alle imprese distributrici è calcolato secondo la seguente formula:

$$VRM_{2009,c}^{opex} = \sum_i (t(ins)_{2009}^{opex} + t(rac)_{2009}^{opex}) * NUA_{2009,c,i}^{eff} - \sum_v VRMTR_{2009,c,v}^{opex}$$

2.4 Il riconoscimento alle imprese di vendita dell'ammontare di cui al comma 2.2 da parte delle imprese distributrici viene effettuato entro il 30 settembre 2009.

2.5 A copertura dei costi relativi alle lettura di *switch* in eccedenza a quelle dell'anno 2006 sostenuti dalle imprese di vendita nel primo semestre dell'anno 2009, con riferimento ai punti di riconsegna dalle stesse fornite e connessi alle reti di ciascuna impresa distributrice *c*, è riconosciuto una quota parte dell'ammontare di perequazione di cui al comma 49.1 della RTDG, calcolato secondo la seguente formula:

$$PMTR_{2009,c,v} = CSTR_{c,v}^{switch} - RETR_{c,v}^{switch}$$

dove:

- $CSTR_{c,v}^{switch}$ è il costo *standard* per le letture di *switch* effettuate nel primo semestre dell'anno 2009 dall'impresa di vendita v presso i punti di riconsegna serviti dall'impresa distributrice c, ottenuto dal prodotto del corrispettivo unitario per *switch*, fissato dall'Autorità per l'anno 2009 pari a 5 euro, per il numero di letture di *switch* effettive del primo semestre 2009 eccedente il 50% del numero di letture di *switch* effettive dell'anno 2006, riferite al sottoinsieme di punti di prelievo, individuati con riferimento al perimetro 2009, nella titolarità dell'impresa di vendita;
- $RETR_{c,v}^{switch}$ è il ricavo conseguito applicando la quota parte della componente tariffaria $\tau_1(mis)$ destinata alla copertura dell'incremento del numero di letture di switch rispetto all'anno 2006, fissata unitariamente pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno.

2.6 Per l'anno 2009 la quota parte dell'ammontare di perequazione di cui al comma 49.1 che spetta a ciascuna impresa distributrice *c* è calcolato secondo la seguente formula:

$$PM_{2009,c} = CS_c^{switch} - RE_c^{switch} + VRM_{t,c}^{capex} - RE_c^{capex,mis} - RPM_c - PMTR_{2009,cv}$$

2.7 Il riconoscimento alle imprese di vendita dell'ammontare di cui al comma 2.5 da parte delle imprese distributrici viene effettuato entro il 30 novembre 2010;

Articolo 3

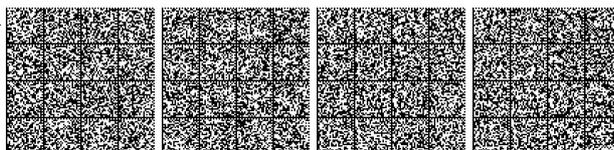
Disposizioni finali

3.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dal giorno della sua pubblicazione.

3.2 La RTDG, con le modifiche e integrazioni di cui al presente provvedimento, è pubblicata sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 22 dicembre 2008

Il presidente: Ortis

09A00787

DELIBERAZIONE 22 dicembre 2009.

Proroga del termine di conclusione del procedimento previsto dalla deliberazione 6 agosto 2008 – ARG/gas 118/08, per l'approvazione della proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2008-2009 della società Terminale GNL Adriatico S.r.l. (Deliberazione ARG/gas 198/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 22 dicembre 2008

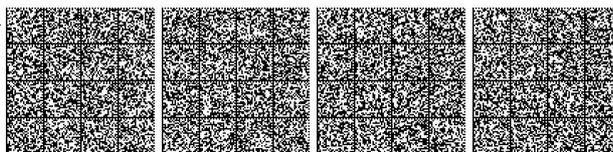
Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 7 luglio 2008, ARG/gas n. 92/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas n. 92/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/gas 118/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 118/08).

Considerato che:

- con la deliberazione ARG/gas 118/08, l'Autorità ha approvato provvisoriamente la proposta tariffaria presentata dalla società Terminale GNL Adriatico S.r.l. autorizzandone l'applicazione sino all'eventuale esito positivo degli approfondimenti necessari al fine di confermare la correttezza della proposta in merito alla determinazione della quota di ricavo riconducibile ai costi operativi; e ha previsto, al punto 3 del medesimo provvedimento, che tale esito positivo si intenda conseguito qualora l'Autorità non si pronunci diversamente entro il 31 dicembre 2008;
- la società Terminale GNL Adriatico S.r.l, con lettera in data 1 dicembre 2008 (prot. generale P/37658 del 2 dicembre 2008) ha fornito le informazioni richieste dagli uffici dell'Autorità con nota prot. generale P/35405 del 17 novembre 2008; e che, dall'esame dei dati acquisiti, è emersa la necessità di procedere ad ulteriori analisi e approfondimenti;
- gli uffici dell'Autorità, in data 9 dicembre 2008, hanno richiesto alla società Terminale GNL Adriatico S.r.l, (prot. generale P/38846 del 9 dicembre 2008) ulteriori informazioni in merito alla corretta definizione dei costi operativi; e che gli approfondimenti necessari comportano un'attività istruttoria non esauribile entro il 31 dicembre 2008.

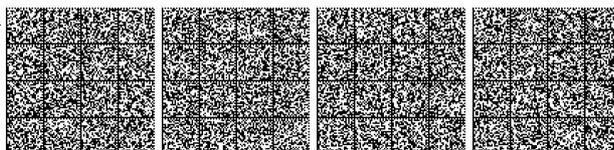
Ritenuto che:

- al fine di svolgere gli approfondimenti necessari in merito al processo di verifica dei costi operativi presentati dalla società Terminale GNL Adriatico srl sia necessario prorogare il termine di conclusione del procedimento previsto dalla deliberazione ARG/gas n. 118/08

DELIBERA

1. di prorogare il termine di conclusione del procedimento previsto dalla deliberazione ARG/gas n. 118/08 al 31 marzo 2009;
2. di notificare alla società Terminale GNL Adriatico S.r.l., con sede legale in piazza della Repubblica, n. 14/16, 20124, Milano, in persona del legale rappresentante *pro tempore*, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore alla data di pubblicazione.

Milano, 22 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

09A00788

DELIBERAZIONE 23 dicembre 2008.

Modifiche ed integrazioni all'Allegato A alla deliberazione 18 novembre 2008 - ARG/com 164/08 recante «Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)». (Deliberazione ARG/com 199/08).

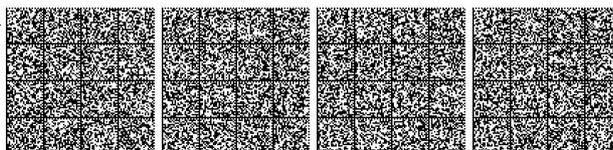
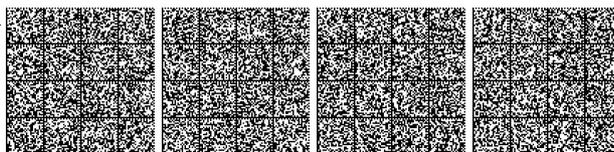
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 dicembre 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) e in particolare l'articolo 2, comma 12, lettere d), e), g) e h);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04 e, in particolare, l'Allegato A come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 168/04);
- la deliberazione dell'Autorità 19 luglio 2006, n. 152/06;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 e, in particolare, l'Allegato A come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 333/07);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 120/08) e, in particolare, l'Allegato (di seguito: RQDG);
- la deliberazione dell'Autorità 23 settembre 2008, ARG/com 134/08;
- la deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2008, ARG/com 151/08;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/elt 162/08;
- la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (di seguito: TIQV);
- la deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2008, ARG/gas 185/08;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08;
- il documento per la consultazione 12 giugno 2008, DCO 18/08, intitolato "Qualità dei servizi commerciali di vendita per i clienti finali di energia elettrica e gas" (di seguito: primo documento di consultazione);
- il documento per la consultazione 18 novembre 2008, DCO 35/08, intitolato "Approfondimenti finali sulla regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale" (di seguito: secondo documento di consultazione);
- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati a seguito della pubblicazione del primo e del secondo documento di consultazione;
- le istanze per il differimento dell'entrata in vigore del TIQV presentate da Enel (Prot. Autorità 41533 del 18 dicembre 2008), da Anigas (Prot. Autorità 42163 del 22 dicembre 2008) e da Assoelettrica (Prot. Autorità 42156 del 22 dicembre 2008).

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità garantisca la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità dell'energia elettrica e del gas, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
- l'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità emani direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi, dalla stessa regolati, da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi e fissi i livelli (standard), generali o specifici, di qualità dei servizi;
- l'articolo 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità definisca indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità del servizio;
- l'articolo 2, comma 12, lettera m), della legge n. 481/95 assegna all'Autorità la funzione di valutare reclami, istanze e segnalazioni presentati dagli utenti o dai consumatori, singoli o associati, in ordine al rispetto dei livelli qualitativi e tariffari da parte dei soggetti esercenti il servizio nei confronti dei quali interviene imponendo, ove opportuno, modifiche alle modalità di esercizio degli stessi;
- con il secondo documento di consultazione l'Autorità ha formulato proposte di regolazione in merito ad alcuni aspetti dell'attività di vendita di energia elettrica e di gas naturale non ancora regolati dal TIQV ed in particolare:
    a. al trattamento dei reclami scritti per i quali il venditore debba necessariamente acquisire dati tecnici in possesso del distributore interessato dai reclami stessi;
    b. al trattamento ed agli standard applicabili ai reclami scritti provenienti da clienti finali che abbiano stipulato con un venditore uno o più contratti di fornitura, ciascuno dei quali per più di un punto di fornitura (di seguito: clienti multisito);
    c. al trattamento dei reclami scritti che coinvolgano più clienti in relazione ad un unico disservizio (di seguito: reclami multipli);
    d. alla pubblicazione comparativa delle informazioni e dei dati di qualità comunicati dai venditori di energia elettrica e di gas naturale all'Autorità;
    e. alla gradualità nell'attuazione del TIQV con particolare riferimento ai casi di reclami scritti il cui trattamento richiede che il venditore acquisisca dati tecnici in possesso del distributore ai fini della risposta al cliente finale;
- per quanto riguarda il trattamento dei reclami scritti per i quali il venditore debba necessariamente acquisire dati tecnici in possesso del distributore interessato dai reclami stessi, l'Autorità ha proposto di prevedere che il venditore invii, nel caso di ritardo del distributore nel fornire i dati tecnici richiesti, una risposta motivata preliminare nella quale indicare al cliente gli elementi già in suo possesso, di avere richiesto al distributore i dati tecnici mancanti, la data di invio della richiesta al distributore nonché i dati tecnici richiesti ed i dati identificativi del distributore; in tal caso ai fini del rispetto dello standard specifico rileverebbe la data di invio della risposta preliminare, ma il venditore dovrebbe comunque inviare al cliente la risposta motivata completa entro 7 giorni solari dal ricevimento dei dati tecnici richiesti da parte del distributore;
- per quanto riguarda i clienti multisito, l'Autorità ha proposto di permettere al venditore di fornire un'unica risposta motivata e, stante la maggiore complessità che di norma contraddistingue tale tipologia di reclami ed il loro ridotto numero, di non applicare a tali reclami lo standard specifico previsto per la risposta motivata qualora il reclamo sia relativo a più di un punto di fornitura;

- per quanto riguarda i reclami multipli, l'Autorità ha proposto:
  a. nel caso di reclamo sottoscritto da più soggetti firmatari, che il venditore debba fornire risposta al primo firmatario il cui contratto sia individuabile nel rispetto dello standard specifico definito dal TIQV;
  b. nel caso invece di più reclami afferenti al medesimo disservizio, che il venditore debba dare una risposta individuale nel rispetto dello standard specifico definito dal TIQV se il disservizio è riferibile all'attività di vendita, ammettendo la risposta a mezzo stampa qualora il disservizio non dipenda dal venditore e sia tale da coinvolgere più dell'1% di clienti nell'arco di 15 giorni solari consecutivi; per i disservizi di natura tecnica, che i distributori abbiano l'obbligo di informare tempestivamente i venditori circa gli eventi in questione, in modo da agevolare le attività organizzative necessarie per rispondere ai potenziali reclami;
- per quanto riguarda la pubblicazione comparativa delle informazioni e dei dati di qualità comunicati dai venditori di energia elettrica e di gas naturale, l'Autorità ha proposto di:
  a. limitare la comparazione ai soli reclami scritti di competenza dei venditori che non richiedono l'acquisizione di dati tecnici o informazioni dai distributori;
  b. prevedere che la comparazione venga effettuata separatamente per i clienti finali in regimi di tutela e per i clienti finali del mercato libero;
  c. effettuare la comparazione a cadenza semestrale mediante la pubblicazione di una classifica che tenga conto sia dell'incidenza dei reclami (numero di reclami ricevuti rispetto ai clienti finali alla fine del semestre considerato) sia dei tempi medi di risposta sia della percentuale di reclami per i quali il venditore non abbia rispettato per sua responsabilità lo standard specifico fissato dall'Autorità;
- per quanto riguarda la gradualità nell'attuazione del TIQV con particolare riferimento ai casi di reclami scritti il cui trattamento richiede che il venditore acquisisca dati tecnici in possesso del distributore ai fini della risposta al cliente finale, l'Autorità ha proposto di:
  a. fissare al 1° luglio 2009 la decorrenza dei nuovi standard specifici e relativi indennizzi automatici, incluse le disposizioni in materia di risposta preliminare di cui sopra;
  b. coerentemente con tale previsione, di fissare al 1° luglio 2009 la decorrenza dei nuovi standard specifici e relativi indennizzi automatici in materia anche per il distributore di energia elettrica o di gas naturale;
- le osservazioni inviate dalle società di vendita di energia elettrica e di gas naturale e di distribuzione di energia elettrica o di gas naturale direttamente e tramite le loro associazioni (di seguito: operatori) se da una parte non hanno evidenziato particolari criticità nel disegno complessivo del TIQV, dall'altra hanno segnalato:
  a. l'insufficiente tempo concesso dall'Autorità per adeguare dal 1° gennaio 2009, i processi ed i sistemi informatici aziendali (su tale aspetto Anigas, Assoelettrica ed Enel hanno inviato all'Autorità specifica istanza di differimento dell'avvio dell'attuazione del TIQV al 1° gennaio 2010);
  b. la criticità derivante dalla gestione nel primo semestre 2009 in parallelo di due diverse discipline in tema di reclami, quella definita dalle deliberazioni n. 168/04 e n. 333/07 rispettivamente per i settori gas ed elettrico per i reclami scritti il cui trattamento richiede che il venditore acquisisca dati tecnici in possesso del distributore, e quella definita dal TIQV per tutti gli altri reclami scritti;
  c. la contemporanea entrata in vigore di altri importanti e complessi provvedimenti dell'Autorità con significativi impatti sui processi e sui sistemi informativi delle aziende;

d. la necessità di un adeguamento delle componenti QVD e PCV per il riconoscimento dei maggiori oneri derivanti agli operatori dall'attuazione del TIQV;

- più in dettaglio, le osservazioni inviate dagli operatori al secondo documento di consultazione hanno segnalato:

a. in tema di risposta preliminare al reclamo scritto, un generale consenso a favore della proposta dell'Autorità ma nel contempo hanno evidenziato la necessità di:
   (i) prevedere la facoltà, e non l'obbligo, per il venditore di avvalersi della possibilità di inviare la risposta preliminare, lasciando allo stesso la valutazione se adottare tale strumento o inviare un'unica risposta motivata completa;
   (ii) stabilire un tempo maggiore rispetto ai 7 giorni solari proposti per l'invio della risposta motivata completa dal ricevimento da parte del distributore dei dati tecnici richiesti;
   (iii) prevedere il trasferimento al cliente dell'eventuale indennizzo automatico pagato dal distributore al venditore per il mancato rispetto degli standard di tempestività di trasmissione dei dati tecnici richiesti fissati dall'Autorità;

b. il generale consenso a favore delle proposte dell'Autorità in tema di clienti multisito, con il suggerimento di ampliare la definizione di cliente multisito per tenere conto di tutte le possibili casistiche presenti nel mercato, e di pubblicazione comparativa dei dati comunicati in attuazione del TIQV, segnalando per quest'ultima l'opportunità di partire con la comparazione della *performance* dei venditori dal 2010 al fine di dare al sistema un adeguato tempo di apprendimento delle nuove disposizioni e di adottare una frequenza annuale di pubblicazione;

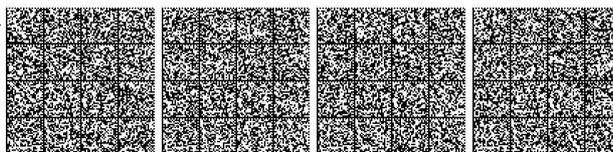
c. in tema di reclami scritti multipli:
   (i) nel caso di uno stesso reclamo presentato da un'associazione di consumatori in rappresentanza di più clienti finali per uno stesso disservizio, l'opportunità di inviare un'unica risposta motivata a tale associazione di consumatori;
   (ii) nel caso di più reclami relativi ad un unico disservizio, l'opportunità di meglio articolare per i venditori la soglia per individuare la possibilità di risposta a mezzo stampa, definendo un numero massimo di reclami per tenere conto di bacini di utenza di elevate proporzioni e concentrati in un'unica provincia nonché di demandare ai distributori la risposta a mezzo stampa ai reclami per disservizi di natura tecnica, dato che sarebbe inutilmente dispendioso moltiplicare la risposta a mezzo stampa dei diversi venditori per un unico disservizio di natura tecnica;

d. in tema di gradualità nell'attuazione del TIQV con particolare riferimento ai casi di reclami scritti il cui trattamento richiede che il venditore acquisisca dati tecnici in possesso del distributore ai fini della risposta al cliente finale, una posizione prevalente di richiesta di un differimento dell'avvio dell'attuazione del TIQV al 1° gennaio 2010; tuttavia, un'associazione di operatori ha segnalato che per l'adeguamento dei sistemi informatici necessita un intervallo temporale non inferiore a sei mesi, mentre alcuni operatori hanno proposto l'avvio dell'attuazione del TIQV per tutte le tipologie dei reclami scritti dal 1° luglio 2009, al fine di superare la criticità della gestione in parallelo di due diverse discipline nella risposta ai reclami scritti e di evitare disparità di trattamento tra distributori e venditori;

- le osservazioni inviate dagli operatori hanno anche segnalato:
  a. l'opportunità di escludere dall'applicazione del TIQV i reclami scritti fatti pervenire dal cliente finale ad un recapito diverso da quello indicato dal venditore in bolletta;
  b. la necessità di dettare regole in merito alle segnalazioni scritte dei clienti finali reiterate o ai solleciti per segnalazioni già inviate nonché alle segnalazioni scritte inviate dal cliente contemporaneamente sia al venditore che al distributore;
- le osservazioni inviate dalle associazioni dei consumatori (di seguito: associazioni) hanno manifestato un particolare apprezzamento per le disposizioni introdotte dal TIQV, ritenute un importante sviluppo della regolazione a tutela dei consumatori, ed hanno segnalato in particolare:
  a. in tema di risposta preliminare al reclamo scritto, il favore nei confronti della proposta dell'Autorità, in quanto capace di fare chiarezza sulle diverse responsabilità delle imprese di distribuzione e di vendita, ma nel contempo hanno evidenziato la necessità che il venditore trasferisca al cliente l'eventuale indennizzo automatico pagato dal distributore al venditore per il mancato rispetto degli standard di tempestività di trasmissione dei dai tecnici richiesti fissati dall'Autorità; ciò infatti farebbe apprezzare al cliente il fatto che vengano puniti i comportamenti dilatori dell'impresa che gestisce in monopolio le reti di distribuzione;
  b. in tema di clienti multisito, la non condivisione da parte di un'associazione delle proposte dell'Autorità di non applicare a tali reclami lo standard specifico previsto per la risposta motivata; meglio sarebbe per tale associazione prevedere un tempo massimo di risposta più lungo ma comunque garantito e collegato ad un eventuale indennizzo automatico in caso di mancato rispetto per causa dell'esercente;
  c. in tema di reclami scritti multipli:
     (i) come non si ritenga l'utilizzo del mezzo stampa soddisfacente in quanto non viene specificato quale mezzo stampa sarà considerato valido (se quotidiani nazionali, sito internet, ecc.) e sarebbe invece preferibile la risposta ad ogni singolo reclamo;
     (ii) che, nel caso di reclamo sottoscritto da più soggetti firmatari, dato il numero di clienti coinvolti andrebbe ridotto lo standard del tempo di risposta da 40 a 20 giorni solari ed innalzato l'indennizzo automatico da 20 a 30 euro da riconoscere a tutti i firmatari;
     (iii) che, analogamente, nel caso di più reclami relativi ad un unico disservizio sia opportuno ridurre lo standard specifico da 40 a 30 giorni solari ed applicare un indennizzo automatico di 30 euro;
  d. in tema di pubblicazione comparativa delle informazioni e dei dati di qualità comunicati dai venditori di energia elettrica e di gas naturale, la totale condivisione delle proposte dell'Autorità;
  e. in tema di gradualità nell'attuazione del TIQV con particolare riferimento ai casi di reclami scritti il cui trattamento richiede che il venditore acquisisca dati tecnici in possesso del distributore ai fini della risposta al cliente finale, la condivisione delle proposte dell'Autorità se motivate da effettivi problemi tecnici che impediscano l'attuazione piena del TIQV dal 1° gennaio 2009;

- le osservazioni inviate dalle associazioni hanno altresì evidenziato:
  a. la necessità di monitorare il comportamento delle imprese con la previsione di un eventuale futuro innalzamento del valore dell'indennizzo automatico previsto dal TIQV da 20 a 30 euro;
  b. la perplessità per una regolazione che non preveda indennizzi automatici per i reclami scritti inviati dal cliente direttamente al distributore a differenza di quanto previsto dal TIQV per i reclami scritti inviati dal cliente al proprio venditore;
- l'Autorità ha completato con propri provvedimenti il quadro regolatorio relativo sia in materia di flussi informativi tra operatori del settore elettrico con la deliberazione ARG/elt 162/08, sia in materia di standard di comunicazione tra gli operatori del settore gas con la deliberazione ARG/gas 185/08, sia in materia di responsabilità della misura di gas con la deliberazione ARG/gas 159/08 e che gli effetti di tali provvedimenti si saranno completamente dispiegati dal 1° luglio 2009.

Ritenuto che:

- sia necessario completare in tempi rapidi il TIQV mediante l'emanazione di disposizioni relative ai temi sottoposti a consultazione con il secondo documento di consultazione al fine di assicurare:
  a. il completo dispiegamento dell'efficacia delle nuove norme di tutela dei consumatori, come richiesto dalle associazioni, in presenza di un continuo aumento nel corso del 2008 del numero di segnalazioni e di reclami scritti pervenuti agli Uffici dell'Autorità con i quali sempre più spesso i clienti finali lamentano o di non avere ricevuto risposta al reclamo scritto inviato al proprio venditore o di averla ricevuta con notevole ritardo e con contenuti insufficienti o di avere ricevuto una doppia errata fatturazione in occasione del cambio del fornitore;
  b. i minimi tempi necessari agli operatori per l'adeguamento dei processi e dei sistemi informatici aziendali, tenuto conto delle posizioni espresse da alcuni operatori nella consultazione;
- sia necessario, per le medesime motivazioni espresse al precedente alinea, provvedere contestualmente e con altri provvedimenti all'integrazione e modifica delle deliberazioni n. 333/07 e ARG/gas 120/08 in modo da completare la regolazione per gli aspetti ancora non definiti ed afferenti alle tematiche disciplinate dal TIQV in modo coerente con esso;
- non siano da accogliere le proposte di alcuni operatori:
  a. di rinviare al 1° gennaio 2010 l'avvio della completa attuazione del TIQV, poiché da una parte ciò contrasta con l'esigenza, espressa anche dalle associazioni, di dare piena attuazione nei minimi tempi tecnici necessari alle nuove disposizioni a tutela dei consumatori in questa fase di piena apertura dei mercati del gas e dell'energia elettrica e, dall'altra, ciò non troverebbe adeguata giustificazione atteso che alcuni operatori hanno proposto di fissare l'avvio della regolazione dal 1° luglio 2009 o hanno comunque dichiarato il periodo di sei mesi come tempo minimo per l'adeguamento dei processi e dei sistemi informativi; per tali motivazioni sia invece necessario confermare il 1° luglio 2009 come data di avvio della completa attuazione del TIQV e delle disposizioni integrative in tema di gestione dei reclami che vengono introdotte dall'Autorità nelle deliberazioni n. 333/07 e ARG/gas 120/08 con separati e contestuali provvedimenti;

b. di non escludere dall'attuazione del TIQV le segnalazioni scritte fatte pervenire dal cliente ad un recapito diverso da quello indicato in bolletta, poiché si ritiene che il cliente abbia comunque diritto a ricevere una risposta motivata al proprio reclamo; tuttavia, se da una parte si ritiene corretto imporre al venditore il reindirizzamento del reclamo al recapito indicato in bolletta, dall'altra, si ritiene equo far decorrere i tempi di risposta dalla data in cui il reclamo perviene a tale recapito, estendendo tale principio anche alle richieste scritte di informazioni e alle richieste scritte di rettifica di fatturazione;

- non siano da accogliere le proposte delle associazioni in tema di:
  a. reclami scritti di clienti multisito, data l'esiguità del numero di tali reclami e la loro complessità che suggeriscono una azione preliminare di monitoraggio prima di un eventuale assoggettamento a standard specifici;
  b. reclami scritti multipli, poiché si ritiene che, almeno in questa fase di prima attuazione del TIQV, l'accoglimento di tali proposte potrebbe favorire comportamenti opportunistici finalizzati a massimizzare il numero degli indennizzi automatici percepiti; tuttavia si ritiene accoglibile la richiesta di una migliore puntualizzazione delle modalità di risposta a mezzo stampa, con la prescrizione che la risposta deve avvenire su un quotidiano a diffusione adeguata rispetto all'estensione del disservizio e sul sito internet dell'operatore;
- siano da accogliere le principali proposte degli operatori in tema di risposta preliminare al reclamo scritto, di reclami multipli e di pubblicazione comparativa delle informazioni e dei dati di qualità comunicati dai venditori di energia elettrica e di gas naturale all'Autorità e che si rendano necessarie disposizioni di maggiore dettaglio per i casi di reclami scritti reiterati o sollecitati, nonché per i casi di reclami inviati contemporaneamente al distributore e al venditore, questi ultimi da regolare mediante le integrazioni e modifiche alle deliberazioni n. 333/07 e ARG/gas 120/08, prevedendo in tal caso che sia il venditore a dovere dare risposta al reclamo scritto del cliente finale;
- sia opportuno provvedere alla pubblicazione comparativa delle informazioni e dei dati di qualità comunicati dai venditori di energia elettrica e di gas naturale in attuazione del TIQV:
  a. a partire dai dati relativi al primo semestre 2010, al fine di assicurare agli operatori un tempo adeguato di apprendimento delle nuove disposizioni;
  b. con frequenza semestrale per assicurare un aggiornamento dei dati a disposizione dei clienti sulla base dei quali orientare la scelta del proprio fornitore e confermando quindi la frequenza di pubblicazione comparativa già prevista per la qualità dei servizi telefonici;
  c. distinguendo i dati relativi ai reclami scritti di esclusiva competenza del venditore da quelli per i quali occorre richiedere dati tecnici al distributore e ancora i dati relativi a clienti finali del mercato libero da quelli relativi a clienti finali in regimi di tutela;
- sia necessario provvedere all'eliminazione degli errori materiali contenuti nel TIQV

DELIBERA

1. di introdurre le seguenti modifiche ed integrazioni al Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV):
   a. all'articolo 1, le definizioni di "cliente finale multisito", "RQDG" e "valore medio semestrale" sono sostituite dalle seguenti:
      - "cliente finale multisito" è un cliente finale con più punti di prelievo/riconsegna che ha stipulato con uno stesso venditore uno o più contratti di fornitura, ciascuno dei quali per uno o più punti di prelievo/riconsegna;
      - "RQDG" è la Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, Parte I del Testo Unico della Regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, approvata con la deliberazione 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 e successive modifiche e integrazioni;
      - "valore medio semestrale" di un indicatore è la media aritmetica dei 5 migliori valori mensili dell'indicatore rilevati nel semestre considerato, calcolato con arrotondamento al primo decimale;
   b. all'articolo 1 è aggiunta la seguente definizione:
      - "CNIPA" è il Centro Nazionale per l'Informatica nella Pubblica Amministrazione;
   c. all'articolo 9, il comma 9.1 è sostituito dal seguente:
      " 9.1 Il venditore riporta in ogni bolletta in maniera evidente e pubblica sul proprio sito internet almeno un recapito postale o fax per l'inoltro in forma scritta di reclami, nonché gli elementi minimi di cui al successivo comma 9.3. Il venditore è tenuto a far pervenire ad uno di detti recapiti i reclami scritti che vengano erroneamente inviati dal cliente finale ad un recapito diverso entro 7 giorni solari dal ricevimento. Ai fini del rispetto dello standard specifico di cui all'Articolo 14, il venditore computa il tempo di risposta motivata al reclamo scritto a partire dalla data di ricevimento del reclamo scritto ad uno dei recapiti riportati in bolletta.";
   d. all'articolo 9, comma 9.3, sono soppresse le parole "Il venditore deve indicare tali elementi minimi nelle bollette.";
   e. all'articolo 9, è aggiunto il seguente comma:
      " 9.5 Ai fini della classificazione, non sono considerati i casi di sollecito o di reiterazione di uno stesso reclamo o richiesta scritta di informazione o richiesta scritta di rettifica di fatturazione, qualora pervenuti entro i tempi massimi previsti per la risposta motivata definiti dal presente TIQV.";
   f. all'articolo 10, comma 10.1, lettera c), la parola "applicabili" è sostituita con la parola "applicati" e alla lettera d) sono eliminate le parole "eventuali" e "già";
   g. all'articolo 11, il comma 11.1 è sostituito dal seguente comma:
      "11.1 In caso di un unico reclamo sottoscritto da più soggetti firmatari, il venditore fornisce risposta motivata unica al primo firmatario di cui siano individuabili gli elementi identificativi di cui all'articolo 9, comma 9.3. Nei confronti del primo firmatario trovano applicazione le disposizioni relative allo standard specifico di cui all'Articolo 14 ed agli indennizzi automatici di cui al Titolo V della Parte II del presente TIQV. Nel caso in cui il reclamo scritto multiplo sia stato inviato da un'associazione di consumatori, il venditore fornisce un'unica risposta motivata a tale associazione.";

h. all'articolo 11, è aggiunto il seguente comma:

" 11.2 In relazione a più reclami che si riferiscono al medesimo disservizio, il venditore adotta le seguenti modalità:

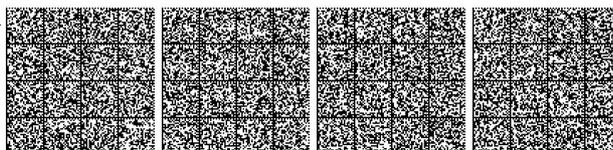
a) è tenuto a fornire una risposta scritta motivata individuale a ciascun reclamo nei casi di disservizi che abbiano effetto sulla lettura dei consumi fatturati e di disservizi commerciali, non attribuibili a cause di forza maggiore o a responsabilità di terzi con cui non ha in corso uno specifico rapporto contrattuale per la fornitura di beni o servizi riconducibili alla fornitura stessa; in tali casi trovano applicazione le disposizioni relative allo standard specifico di cui all'Articolo 14 ed agli indennizzi automatici di cui al Titolo V della Parte II del presente TIQV;

b) ha facoltà di dare risposta a mezzo stampa, nonché ove opportuno tramite invio della medesima comunicazione ai sindaci dei Comuni interessati, qualora i reclami multipli si riferiscano a uno stesso disservizio attribuibile a cause di forza maggiore o a responsabilità di terzi con cui non ha in corso uno specifico rapporto contrattuale per la fornitura di beni o servizi riconducibili alla fornitura stessa, escluse le imprese distributrici dei clienti serviti, che abbia generato un numero di reclami maggiore dello 0,5% dei clienti serviti dal venditore medesimo, conteggiando al massimo i reclami pervenuti nell'arco di 15 giorni solari consecutivi; in tal caso, la risposta a mezzo stampa (almeno su un quotidiano a diffusione adeguata rispetto all'estensione del disservizio e sul proprio sito internet) deve comunque essere fornita entro il tempo massimo di 30 giorni solari dall'ultimo dei 15 giorni solari consecutivi e ai fini della registrazione si considera un unico reclamo; in tali casi non si applicano le disposizioni di cui al Titolo V della Parte II del presente TIQV, ma qualora il venditore opti per una risposta individuale, trovano applicazione le disposizioni relative allo standard specifico di cui all'articolo 14; qualora il disservizio avente le caratteristiche di cui sopra sia riconducibile all'attività di distribuzione, il venditore segnala al distributore la necessità di fornire la risposta a mezzo stampa e il distributore è tenuto a provvedere, facendo pubblicare, a proprie spese, un comunicato su almeno un quotidiano a diffusione adeguata rispetto all'estensione del disservizio e sul proprio sito internet, nonché a darne comunicazione diretta agli altri venditori interessati dal medesimo disservizio.";

i. all'articolo 13, commi 13.1 e 13.2, le parole "punto/punti di consegna/riconsegna" sono sostituite dalle parole "punto/punti di prelievo/riconsegna";

j. all'articolo 14, comma 14.2, la tabella 2 è sostituita dalla seguente:

Tabella 2 - Standard generali di qualità commerciale della vendita di energia elettrica o di gas naturale

Indicatore	Standard generale
Percentuale minima di risposte motivate a richieste scritte di informazioni inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	95%
Percentuale minima di risposte motivate a richieste scritte di rettifica di fatturazione di cui all'Articolo 5 inviate entro il tempo massimo di 40 giorni solari	95%

k. all’articolo 14, comma 14.3, le parole “- N_{FS} è il numero di richieste scritte di informazioni ed il numero di richieste scritte di rettifica di fatturazione per le quali il venditore ha inviato la risposta scritta oltre il tempo massimo definito dal presente TIQV per le cause indicate all’Articolo 17, comma 17.1, lettera c).” sono sostituite dalle parole “ - N_{FS} è il numero di richieste scritte di informazioni ed il numero di richieste scritte di rettifica di fatturazione per le quali il venditore non ha rispettato il tempo massimo di risposta definito dal presente TIQV per le cause indicate all’Articolo 17, comma 17.1, lettera c).”;

l. all’articolo 14, il comma 14.5 è sostituito dal seguente:

“14.5 Nei casi di reclami scritti presentati da clienti multisito, qualora le problematiche evidenziate dal reclamo scritto riguardino più siti di fornitura, il venditore fornisce risposta motivata unica; in tali casi non si applica lo standard specifico relativo al tempo di risposta motivata al reclamo.”;

m. l’articolo 15 è sostituito dal seguente:

“**Articolo 15**

Modalità di comunicazione tra venditori e distributori e obblighi di tempestività

15.1 Nel caso in cui il venditore ai fini della risposta motivata al reclamo scritto del cliente finale debba necessariamente acquisire dati tecnici dal distributore, il venditore è tenuto a:

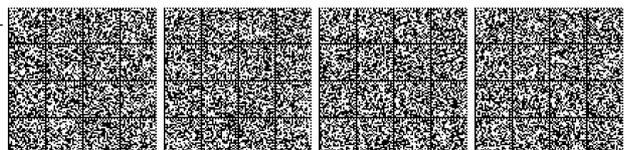
a) inviare al distributore la richiesta dei dati tecnici esclusivamente a mezzo di posta elettronica certificata o di altro strumento telematico in grado di assicurare la certezza dello scambio dei dati (ad esempio sistema *application to application*) corredata dagli estremi identificativi del punto di prelievo/riconsegna (POD, PDR, ove disponibile);

b) richiedere i dati tecnici al distributore entro i 5 giorni solari successivi alla data di ricevimento del reclamo scritto da parte del cliente finale.

15.2 Nel caso in cui il venditore abbia ottemperato a quanto previsto alle lettere a) e b) del comma precedente e non abbia ricevuto la risposta del distributore entro il tempo massimo definito dall’Autorità in materia di qualità del servizio di distribuzione, il venditore, in sede di prima attuazione del TIQV, può inviare al cliente finale una risposta motivata preliminare contenente gli elementi già nella disponibilità del venditore previsti al precedente Articolo 10, precisando al cliente finale di avere richiesto al distributore i dati tecnici mancanti e specificando la data di invio della richiesta al distributore, i dati richiesti ed i dati identificativi del distributore medesimo; in tal caso, il venditore:

a) considera, ai fini del rispetto dello standard specifico relativo al tempo di risposta motivata a reclami scritti, la data di invio al cliente finale della risposta motivata preliminare;

b) è tenuto comunque a inviare la risposta motivata al cliente finale entro 15 giorni solari dal ricevimento dei dati tecnici richiesti;

c) è tenuto a trasferire al cliente con la prima fatturazione utile l’indennizzo ricevuto dal distributore per mancato rispetto degli standard applicabili alle richieste di dati tecnici.

15.3 Nel caso in cui il venditore non si sia avvalso della facoltà di cui al comma precedente, si considera la data di invio della risposta motivata del venditore al cliente finale ai fini della verifica del rispetto degli standard previsti dal presente provvedimento.

15.4 Agli esercenti il servizio di fornitura di energia elettrica non soggetti agli obblighi di separazione societaria ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, non si applicano gli obblighi di tempestività previsti dal comma 15.1, assumendosi istantaneo il trasferimento della documentazione e delle informazioni.”;

n. all’articolo 39, al termine del comma 39.4 si aggiunge la seguente frase “La pubblicazione comparativa della performance della risposta ai reclami scritti avviene a cadenza semestrale distinguendo i dati relativi ai reclami scritti di esclusiva competenza del venditore da quelli per i quali occorre richiedere dati tecnici al distributore e ancora i dati relativi a clienti finali del mercato libero da quelli relativi a clienti finali in regimi di tutela.”;

o. all’articolo 52, i commi 52.1 e 52.2 sono sostituiti dai seguenti commi 52.1, 52.2 e 52.3:

“52.1 Il presente TIQV, ad esclusione della Parte III, si applica a partire dal 1° luglio 2009.

52.2 Fino al 30 giugno 2009 continuano ad applicarsi le disposizioni di cui alle deliberazioni n. 168/04 e n. 333/07 in materia di reclami, di richieste scritte di informazioni e di richieste scritte di rettifica di fatturazione.

52.3 In deroga a quanto previsto dal comma 52.1, con riferimento al comma 39.4 e limitatamente alla performance di risposta ai reclami scritti, la pubblicazione comparativa dei dati verrà effettuata a partire dal 1° luglio 2010 con riferimento al primo semestre 2010.”;

2. di pubblicare sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) di cui al punto 1 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 23 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

09A00789

DELIBERAZIONE 23 dicembre 2008.

Modifiche ed integrazioni alla deliberazione 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 ed al relativo Allegato recante «Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG)». (Deliberazione ARG/gas 200/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 dicembre 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) e in particolare l'articolo 2, comma 12, lettere d), e), g) e h);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04 e, in particolare, l'Allegato A come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 168/04);
- la deliberazione dell'Autorità 26 settembre 2007, n. 234/07 (di seguito: deliberazione n. 234/07);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 e, in particolare, l'Allegato A come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 333/07);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 120/08) e, in particolare, l'Allegato (di seguito: RQDG);
- la deliberazione dell'Autorità 23 settembre 2008, ARG/com 134/08;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;
- la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (di seguito: TIQV);
- la deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2008, ARG/gas 185/08;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/com 199/08, recante modifiche e integrazioni al TIQV (di seguito: deliberazione ARG/com 199/08);
- il documento per la consultazione 12 giugno 2008, DCO 18/08, intitolato "Qualità dei servizi commerciali di vendita per i clienti finali di energia elettrica e gas" (di seguito: primo documento di consultazione);
- il documento per la consultazione 18 novembre 2008, DCO 35/08, intitolato "Approfondimenti finali sulla regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale" (di seguito: secondo documento di consultazione);
- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati a seguito della pubblicazione del primo e del secondo documento di consultazione.

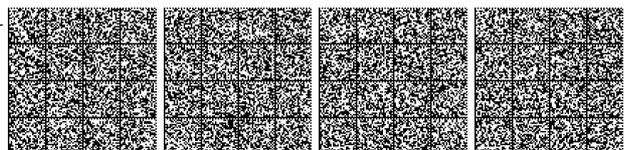
Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità garantisca la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità dell'energia elettrica e del gas, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
- l'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità emani direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi, dalla stessa regolati, da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi e fissi i livelli (standard), generali o specifici, di qualità dei servizi;
- l'articolo 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità definisca indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità del servizio;
- l'articolo 2, comma 12, lettera m), della legge n. 481/95 assegna all'Autorità la funzione di valutare reclami, istanze e segnalazioni presentati dagli utenti o dai consumatori, singoli o associati, in ordine al rispetto dei livelli qualitativi e tariffari da parte dei soggetti esercenti il servizio nei confronti dei quali interviene imponendo, ove opportuno, modifiche alle modalità di esercizio degli stessi;
- nel corso del procedimento avviato con la deliberazione n. 234/07 per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi gas è stato ritenuto dall'Autorità (come evidenziato nella deliberazione ARG/gas 120/08) di procedere nel corso del 2008 a integrare le disposizioni in materia di qualità del servizio di vendita per i settori dell'energia elettrica e del gas, una volta completato il processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione DCO 18/08;
- con la deliberazione 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 l'Autorità ha emanato il TIQV, avviando un processo di riassetto della regolazione in tema di qualità commerciale che prevede da una parte la regolazione settoriale delle prestazioni di qualità commerciale richieste dai clienti, per il tramite dei venditori, e, dall'altra, raccoglie nel TIQV la regolazione dei reclami scritti, delle richieste scritte di informazioni e delle richieste di rettifica della fatturazione che i clienti finali possono rivolgere ai venditori, nonché la disciplina già emanata in tema di servizi telefonici con la deliberazione dell'Autorità 19 giugno 2007, n 139/07;
- con la deliberazione ARG/com 199/08 l'Autorità ha completato la regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, apportando modifiche e integrazioni al TIQV tenendo conto delle osservazioni ricevute a seguito della pubblicazione del secondo documento di consultazione;

- con il secondo documento di consultazione sono state formulate proposte per completare tale processo di riassetto della regolazione in tema di qualità commerciale; in particolare, l'introduzione di nuovi standard specifici introdotti con il TIQV in capo ai venditori rende necessario inserire alcune modifiche ed integrazioni nelle regolazioni della qualità dei servizi di distribuzione e misura (rispettivamente per il settore elettrico nella Parte II dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07 e per il settore gas nelle Sezioni I e III della RQDG, Sezioni nelle quali si rende altresì necessario reintrodurre le disposizioni tutt'ora vigenti e presenti nella deliberazione n. 168/04 riguardanti la regolazione della qualità commerciale per i venditori di gas);
- in particolare, allo scopo di assicurare certezza nei tempi di risposta del distributore nei casi in cui il venditore richieda dati tecnici o letture dei dati di consumo (di cui non sia già in possesso) necessari per rispondere ad un reclamo scritto o ad una richiesta scritta di rettifica di fatturazione da parte del cliente finale, l'Autorità ha proposto, nel secondo documento per la consultazione, di:
  a. allineare le definizioni utilizzate in materia di gestione dei reclami a quelle introdotte con il TIQV;
  b. introdurre nuovi standard specifici in capo ai distributori nel caso di richieste dei venditori necessarie ad assicurare la risposta ai reclami;
  c. differenziare i nuovi standard specifici in capo ai distributori a seconda che la richiesta del venditore richieda o meno una lettura "fuori ciclo" e, in quest'ultimo caso, che si tratti di un cliente già dotato di misuratore teleletto o meno;
  d. prevedere un indennizzo automatico di 20 euro a favore dei venditori qualora il distributore non rispetti i suddetti nuovi standard specifici per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi;
  e. fissare la decorrenza dei suddetti nuovi standard specifici e indennizzi automatici dal 1° luglio 2009;
  f. mantenere la regolazione attuale (che non prevede né standard specifici né indennizzo automatici) per i reclami direttamente indirizzati dal cliente finale al distributore;
- le osservazioni inviate dalle società di vendita di energia elettrica e di gas naturale e di distribuzione di energia elettrica o di gas naturale direttamente e tramite le loro associazioni (di seguito: operatori) hanno in generale evidenziato consenso verso le proposte dell'Autorità in tema di adeguamento della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura in materia di gestione dei reclami, segnalando al contempo alcuni aspetti critici; in particolare:
  a. pur condividendo il principio generale che porta alla distinzione dei tempi di risposta del distributore alle richieste del venditore a seconda del tipo di dato richiesto dallo stesso venditore, molti operatori hanno evidenziato che la differenziazione dello standard specifico del distributore di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore per rispondere a un reclamo scritto da parte del cliente finale debba essere ridotta a due casi: "dati tecnici con lettura" e "altri dati tecnici", senza distinguere in base alla condizione di teleleggibilità (o telegestibilità) del contatore del cliente, in quanto tale distinzione, se introdotta, comporterebbe scarsa trasparenza nei confronti del venditore che, avendo a disposizione solo l'informazione relativa alla telegestibilità del contatore, non conoscerebbe, nel caso di standard differenti, quello applicabile a priori con il rischio di possibili contenziosi con il distributore;

b. alcuni operatori hanno proposto di prevedere un periodo transitorio durante il quale le imprese distributrici siano tenute al rispetto dei nuovi standard specifici senza tuttavia l'obbligo di corresponsione degli indennizzi automatici, nonché di fissare i nuovi standard specifici a 10 e 20 giorni lavorativi rispettivamente per la messa a disposizione dei dati di misura rilevati con misuratori telegestiti e dei dati rilevati senza misuratori telegestiti;
c. alcuni operatori hanno richiesto di prevedere che la richiesta inerente i dati tecnici necessari per rispondere al cliente finale, formulata dal venditore al distributore, comprenda in allegato copia della richiesta del cliente, e che anche i reclami inviati direttamente dal cliente finale al distributore contengano i dati minimi individuati all'articolo 9, comma 9.3, del TIQV;
d. alcuni operatori hanno segnalato che la definizione di "dati tecnici" proposta nel secondo documento per la consultazione fa riferimento a informazioni e/o dati in "esclusivo" possesso del distributore e che da ciò potrebbe derivare l'interpretazione per cui il distributore sarebbe tenuto a fornire, nei tempi e nelle modalità previste, solo le informazioni di cui il venditore non sia già direttamente in possesso;
e. alcuni operatori hanno richiesto di chiarire come debbano essere trattati i reclami inviati dal cliente con stessa lettera sia al distributore che al venditore;
f. un operatore ha segnalato che sarebbe utile mantenere a favore del cliente la possibilità di rivolgere direttamente al distributore richieste di informazioni scritte per le quali l'intermediazione del venditore non solo non aggiunge valore, ma determina un allungamento dei tempi e quindi una diminuzione della qualità del servizio; ciò vale in particolare per le richieste di informazioni di tipo strettamente tecnico (es. la richiesta dei valori delle correnti di guasto a terra o di corto circuito in certi punti della rete elettrica ecc.);
g. alcuni operatori hanno lamentato che le nuove disposizioni possano comportare l'insorgenza e l'onerosità di eventuali nuovi costi per i distributori, che dovrebbero trovare copertura (in particolare in materia di letture fuori ciclo);

- le osservazioni inviate dalle associazioni dei consumatori (di seguito: associazioni) hanno manifestato apprezzamento per le disposizioni introdotte dal TIQV ed hanno segnalato, con particolare riferimento agli adeguamenti proposti per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura, che:

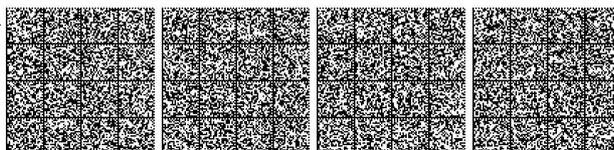
a. andrebbe introdotta una normativa con indennizzo automatico anche per i reclami scritti inviati dal consumatore direttamente al distributore, ed in particolare per quelli riferiti alle prestazioni che lo stesso deve assicurare sia prima della stipula del contratto di fornitura, sia durante la vigenza del contratto e sia per disservizi che possono arrecare danni all'integrità fisica dei cittadini;
b. andrebbe anche evitata una normativa differenziata per i casi in cui il venditore si rifiuta formalmente e/o di fatto di acquisire il reclamo;
c. in tema di riconoscimento dei costi derivati da letture fuori ciclo agli operatori, non è possibile far ricadere sul cliente finale il costo originato da un reclamo;

- sono pervenute alla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio da parte dei distributori di gas richieste di chiarimento in merito alle disposizioni contenute nella RQDG, in particolare per quanto concerne il servizio di pronto intervento gas, nonché segnalazioni di errori materiali contenuti in tale provvedimento;
- la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio è venuta a conoscenza, tramite segnalazioni di clienti finali e tramite articoli comparsi sugli organi di stampa, di casi di sospensione della fornitura di gas conseguente ad interventi nel corso dei quali era stata riscontrata una situazione di potenziale pericolo per la pubblica incolumità a valle del punto di riconsegna, casi nei quali il distributore non ha provveduto a riattivare tempestivamente la fornitura dopo aver ricevuto dal cliente finale la documentazione attestante l'avvenuta messa a norma dell'impianto del cliente finale stesso con gravi disagi per quest'ultimo.

Ritenuto che:

- in esito al processo di definizione del TIQV sia necessario completare il riassetto della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura, per gli aspetti ancora non definiti ed afferenti alle tematiche disciplinate dal TIQV in modo coerente con esso, al fine di assicurare il completo dispiegamento dell'efficacia delle nuove norme di tutela dei consumatori con i tempi previsti dalla deliberazione ARG/com 199/08;
- in particolare per il settore del gas sia opportuno procedere a introdurre nelle Sezioni I e III della RQDG le disposizioni integrative oggetto della seconda consultazione, tenendo conto delle osservazioni ricevute dagli operatori e dalle associazioni, e in particolare:
  a. allineare le definizioni utilizzate a quelle introdotte con il TIQV;
  b. introdurre nuovi standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori;
  c. differenziare i nuovi standard specifici in capo ai distributori a seconda che la richiesta del venditore richieda o meno una lettura "fuori ciclo" ma senza differenziare ulteriormente a seconda che si tratti di un cliente già dotato di misuratore teleletto o meno, per tenere conto dell'osservazione condivisibile sulla scarsa trasparenza che tale ulteriore differenziazione comporterebbe;
  d. prevedere un indennizzo automatico di 20 euro da versare ai venditori qualora il distributore non rispetti i suddetti nuovi standard specifici per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi;
  e. fissare la decorrenza dei suddetti nuovi standard specifici e indennizzi automatici dal 1° luglio 2009;
- sia opportuno altresì introdurre ulteriori disposizioni per tenere conto di alcune osservazioni formulate dagli operatori, e in particolare:
  a. chiarire come debbano essere trattati i reclami inviati dal cliente con stessa lettera sia al distributore che al venditore;
  b. chiarire che il distributore è tenuto a fornire, nei tempi e nelle modalità previste, non solo le informazioni di cui il venditore non sia già direttamente in possesso ma anche quelle di cui il venditore, pur essendone già in possesso, richieda la verifica o l'accertamento della loro correttezza e/o completezza;

- non siano da accogliere alcune osservazioni emerse dalla consultazione e, in particolare, sia opportuno:
  a. non prevedere l'introduzione né di standard specifici né di indennizzi automatici per i reclami direttamente indirizzati dal cliente finale al distributore, dal momento che tali reclami costituiscono una frazione marginale in quanto i clienti tenderanno sempre di più ad indirizzare i reclami al proprio venditore con il quale intrattengono il rapporto contrattuale di fornitura;
  b. non consentire un periodo transitorio durante il quale le imprese distributrici siano tenute al rispetto dei nuovi standard specifici senza tuttavia l'obbligo di corresponsione degli indennizzi automatici, in quanto si ritiene sufficiente il periodo di 6 mesi tra l'emanazione del presente provvedimento e la data di decorrenza delle nuove disposizioni integrative, ai fini della corretta implementazione delle stesse;
- sia necessario reintrodurre nella RQDG le disposizioni tutt'ora vigenti e presenti nella deliberazione n. 168/04 riguardanti la regolazione della qualità commerciale per i venditori di gas;
- sia altresì urgente stabilire che, nei casi di sospensione della fornitura di gas conseguente ad interventi nel corso dei quali venga riscontrata una situazione di potenziale pericolo per la pubblica incolumità a valle del punto di riconsegna, il distributore debba provvedere a riattivare la fornitura, dopo aver ricevuto dal cliente finale la documentazione attestante l'avvenuta messa a norma dell'impianto del cliente finale stesso, con la tempestività già stabilita dall'Autorità per i casi di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità;
- sia opportuno provvedere sulla base delle segnalazioni ricevute alle integrazioni e modifiche della RQDG necessarie per una più chiara formulazione delle disposizioni contenute in essa, in particolare per quanto concerne il servizio di pronto intervento gas, nonché per l'eliminazione degli errori materiali

DELIBERA

1. di sostituire il punto 4 del dispositivo della deliberazione dell'Autorità ARG/gas 120/08 con il seguente:
   "4. di abrogare dall'1 gennaio 2010 le seguenti deliberazioni dell'Autorità, in quanto le disposizioni in esse contenute sono integrate nel Testo Unico approvato con la presente deliberazione:
      a. deliberazione dell'Autorità 27 luglio 2005, n. 158/05;
      b. deliberazione dell'Autorità 22 novembre 2005, n. 243/05;
      c. deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2007, n. 74/07;
      d. deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2008, ARG/gas 51/08;
      e. deliberazione dell'Autorità 3 luglio 2008, ARG/gas 90/08;";
2. di introdurre a far data dal 1° gennaio 2009 le seguenti integrazioni e modifiche alla Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG), approvata con la deliberazione ARG/gas 120/08:
   a. all'articolo 2, comma 2.2, lettera b), sono eliminate le parole ", dall'Articolo 29, comma 29.9, e dall'Articolo 31, comma 31.9";
   b. all'articolo 2, al comma 2.2 è aggiunta la seguente lettera:
      "c) i venditori limitatamente a quanto previsto all'Articolo 25, comma 25.3.";

c. all’articolo 2, il comma 2.3 è sostituito dal seguente:

“2.3 Fatto salvo quanto indicato ai precedenti commi 2.1 e 2.2, le imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale attuano la presente RQDG limitatamente all’Articolo 8, comma 8.8, all’Articolo 12, commi 12.1 e 12.6, all’Articolo 26, all’Articolo 27, all’Articolo 28, comma 28.4, all’Articolo 30. Le imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale attuano gli obblighi di registrazione di cui all’Articolo 29, limitatamente ai commi 29.3 e 29.8, e gli obblighi di comunicazione di cui all’Articolo 31, limitatamente ai commi 31.2, con esclusione delle lettere f) e g), e 31.7.”;

d. all’articolo 12, comma 12.7, la parola “risanamento” è sostituita dalle parole “risanamento o dismissione”;

e. all’articolo 12, comma 12.11, le parole “completa sostituzione” sono sostituite dalle parole “completa sostituzione o alla loro dismissione”;

f. all’articolo 12 è aggiunto il seguente comma 12.12:

“12.12 Le imprese distributrici di gas diverso dal gas naturale e, limitatamente al periodo dall’1 gennaio 2009 al 31 dicembre 2009, le imprese distributrici di gas naturale, possono considerare, ai fini del rispetto dell’obbligo di servizio di cui al comma 12.2, Tabella C, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento come decorrente dall’inizio della chiamata telefonica per pronto intervento anziché dall’inizio della conversazione con l’operatore di centralino di pronto intervento o con l’operatore di pronto intervento.”;

g. all’articolo 24, comma 24.2, le definizioni di NC_{PI} e di NC_{PIFS} sono sostituite dalle seguenti:

“- NC_{PI} è il numero di chiamate telefoniche pervenute ai recapiti di pronto intervento con tempo di risposta entro 120 secondi;

- NC_{PIFS} è il numero di chiamate telefoniche pervenute ai recapiti di pronto intervento con tempo di risposta oltre 120 secondi.”;

h. all’articolo 25, comma 25.1, la lettera c) è sostituita dalla seguente:

“c) è tenuta a pubblicare sul proprio sito internet i recapiti telefonici per il servizio di pronto intervento ed a comunicarli in forma scritta, per la dovuta informazione ai clienti finali, al venditore al momento della sua richiesta di accesso alla rete di distribuzione ed all’Autorità con le modalità da essa definite”;

i. all’articolo 25 è aggiunto il seguente comma 25.3:

“25.3 Il venditore è tenuto a:

a) fornire ai propri clienti finali i recapiti telefonici per le chiamate di pronto intervento che gli sono stati comunicati dall’impresa distributrice;

b) riportare con evidenza in ogni bolletta la dicitura “Il pronto intervento per segnalazione di fuga di gas, irregolarità o interruzione nella fornitura è gratuito ed attivo 24 ore su 24 tutti i giorni dell’anno” seguita dai recapiti telefonici di cui alla precedente lettera a).”;

j. all’articolo 32, comma 32.8, la frase “con arrotondamento al secondo decimale” è sostituita dalla seguente frase: “con arrotondamento al terzo decimale”;

k. all’articolo 32, comma 32.12, la frase “il livello tendenziale dell’ambito provinciale di impresa *k* per l’anno *t*, arrotondato alla seconda cifra decimale” è sostituita dalla seguente frase: “il livello tendenziale dell’ambito provinciale di impresa *k* per l’anno *t*, arrotondato alla terza cifra decimale”;

l. all’articolo 32, comma 32.13, il parametro $LivEff_{k,t}$ è sostituito dal parametro $LivEff_{k,t-1,t}$;

m. all’articolo 32, comma 32.14, la frase “espresso in euro” è sostituita dalla seguente frase: “espresso in euro, con arrotondamento al secondo decimale”;

n. all’articolo 38, è aggiunto il seguente comma 38.4:

“38.4 Nel caso di riattivazione della fornitura a seguito di una sospensione conseguente ad un intervento nel corso del quale sia stata riscontrata una situazione di potenziale pericolo per la pubblica incolumità a valle del punto di riconsegna, il tempo di attivazione della fornitura è il tempo, misurato in giorni feriali, intercorrente tra la data di ricevimento da parte dell’impresa distributrice della documentazione attestante l’avvenuta messa a norma dell’impianto del cliente finale e la data di attivazione della fornitura. A tale tipologia di attivazione si applica il livello specifico di qualità previsto per il tempo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità di cui all’Articolo 40.”;

3. di introdurre a far data dal 1° luglio 2009 le seguenti integrazioni e modifiche alla Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG), approvata con la deliberazione ARG/gas 120/08:

a. all’articolo 1 le definizioni di “appuntamento posticipato”, “data di messa a disposizione”, “data di ricevimento”, “dati di qualità”, “impresa distributrice”, “reclamo scritto”, “richiesta di informazioni scritta”, “servizio gas”, “tempo di posticipazione” e “venditore” sono sostituite dalle seguenti definizioni:

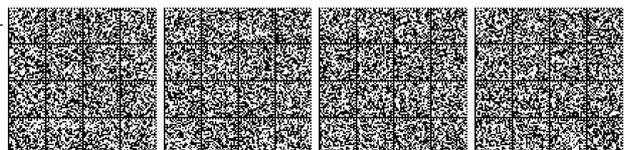
- “appuntamento posticipato” è l’appuntamento fissato, su richiesta del richiedente, in data successiva a quella proposta dall’esercente;
- “data di messa a disposizione” è:
  (i) per le comunicazioni inviate tramite fax o vettore, la data risultante dalla ricevuta del fax ovvero la data di consegna al vettore incaricato dell’inoltro; nel caso in cui il vettore non rilasci ricevuta, è la data risultante dal protocollo dell’esercente;
  (ii) per le comunicazioni trasmesse per via telematica, la data di inserimento nel sistema informativo dell’esercente o la data di invio della comunicazione, se trasmessa tramite posta elettronica;
  (iii) per le comunicazioni rese disponibili presso sportelli fisici, la data di consegna a fronte del rilascio di una ricevuta;
- “data di ricevimento” è:
  (i) per le richieste e le conferme scritte inviate tramite fax o vettore, la data risultante dalla ricevuta del fax ovvero la data di consegna da parte del vettore incaricato dell’inoltro a fronte del rilascio di una ricevuta; nel caso in cui il vettore non rilasci ricevuta, è la data risultante dal protocollo dell’esercente;
  (ii) per le richieste e le conferme scritte trasmesse per via telefonica o telematica, la data di ricevimento della comunicazione;
  (iii) per le richieste e le conferme scritte ricevute presso sportelli fisici, la data di presentazione a fronte del rilascio di una ricevuta;

- “dati di qualità” sono i dati e le informazioni relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio di distribuzione del gas o alla qualità commerciale dei servizi gas, comunicati dagli esercenti all’Autorità in attuazione della RQDG;
- “impresa distributrice” è l’esercente che esercita l’attività di distribuzione e di misura del gas;
- “reclamo scritto” è ogni comunicazione scritta fatta pervenire all’impresa distributrice, anche per via telematica, con la quale il richiedente esprime lamentele circa la non coerenza del servizio di distribuzione del gas naturale ottenuto con uno o più requisiti definiti da leggi o provvedimenti amministrativi, dal regolamento di servizio, ovvero circa ogni altro aspetto relativo ai rapporti tra l’impresa distributrice ed il richiedente;
- “richiesta di informazioni scritta” è ogni comunicazione scritta, fatta pervenire all’impresa distributrice, anche per via telematica, con la quale il richiedente formula una richiesta di informazioni in merito al servizio di distribuzione del gas naturale non collegabile ad un disservizio percepito;
- “servizio gas” è il servizio relativo ad una qualsiasi delle attività di distribuzione, di misura e di vendita del gas a mezzo di reti, o anche relativo a più di una di queste;
- “tempo di posticipazione” è il tempo intercorrente tra la data per l’appuntamento con il cliente finale proposta dall’esercente e la data dell’appuntamento posticipato;
- “venditore” è l’esercente che esercita l’attività di vendita del gas;

b. all’articolo 1 sono introdotte le seguenti nuove definizioni di “dati tecnici” e “esercente”:
- “dati tecnici” sono le informazioni e/o i dati in possesso del distributore necessari al venditore per inviare al cliente finale la risposta motivata scritta a un reclamo scritto, o a una richiesta scritta di informazioni o a una richiesta scritta di rettifica di fatturazione;
- “esercente” è il soggetto che eroga il servizio gas;

c. all’articolo 33, il comma 33.1 è sostituito dal seguente:
“33.1 Fatto salvo quanto disposto all’Articolo 35, comma 35.6, sono tenuti al rispetto delle disposizioni contenute nella Sezione III della presente RQDG le imprese distributrici ed i venditori di gas naturale con clienti finali alimentati in bassa pressione.”;

d. all’articolo 33 è aggiunto il seguente comma 33.4:
“33.4 Fatto salvo quanto disposto dall’Articolo 40, comma 40.3, il venditore, nel caso in cui debba inviare la richiesta di prestazione ricevuta dal cliente finale ad una impresa distributrice, invia tale richiesta entro due giorni lavorativi dalla data di ricevimento; nel caso di richieste di preventivo, tale obbligo decorre dalla data in cui sono pervenuti al venditore tutti i dati di cui all’Articolo 35, comma 35.5.”;

e. all’articolo 34, comma 34.1 è aggiunto il seguente indicatore di qualità:

- tempo di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore;

f. all'articolo 35, comma 35.6, la frase "Qualora il preventivo per l'esecuzione di lavori sia richiesto dal richiedente per un cliente finale, alimentato o da alimentare in alta o media pressione" è sostituita dalla seguente frase: "Qualora il preventivo per l'esecuzione di lavori sia richiesto dal richiedente per un cliente finale, alimentato o da alimentare con gas naturale in alta o media pressione";

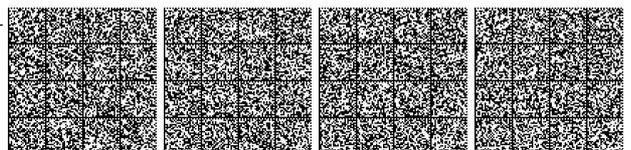
g. all'articolo 35 è aggiunto il seguente comma 35.7:
"35.7 Il venditore ha l'obbligo di fornire al cliente finale un'offerta nella quale è riportato integralmente il preventivo predisposto dall'impresa distributrice. Nessun corrispettivo che non sia stato indicato nell'offerta del venditore può essere successivamente preteso.";

h. all'articolo 40 è aggiunto il seguente comma 40.3:
"40.3 Il venditore è tenuto all'invio immediato all'impresa distributrice, mediante fax o per via telematica, della richiesta di riattivazione della fornitura di un proprio cliente finale, al quale la fornitura sia stata sospesa per morosità dello stesso cliente finale, a seguito del pagamento da parte del cliente finale al venditore delle somme dovute ovvero di comunicazione al venditore da parte del cliente finale, mediante idonea documentazione, dell'avvenuto pagamento delle somme medesime. Il venditore, prima di procedere all'invio all'impresa distributrice della richiesta di riattivazione della fornitura, può richiedere al cliente finale l'esibizione del documento in originale da cui risulti l'avvenuto pagamento delle somme dovute.";

i. all'articolo 41, al termine del comma 41.2 è aggiunta la seguente frase: "Il venditore informa di tali costi il cliente finale che richiede la verifica del gruppo di misura.";

j. all'articolo 41, comma 41.13, le parole "al venditore interessato" sono sostituite dalle parole "al venditore interessato (che a sua volta è tenuto a riconoscerlo al cliente finale interessato)";

k. all'articolo 41 è aggiunto il seguente comma:
" 41.14 Il venditore:
   a) trasmette al cliente finale il resoconto della verifica ricevuto dall'impresa distributrice;
   b) non può addebitare al cliente finale un importo superiore a quello addebitatogli dall'impresa distributrice per la verifica del gruppo di misura; tale importo non può essere addebitato prima del ricevimento da parte dell'impresa distributrice del resoconto della verifica." ;

l. all'articolo 42 sono aggiunti i seguenti commi 42.5 e 42.6:
"42.5 Qualora la verifica della pressione di fornitura richiesta dal venditore all'impresa distributrice per conto del cliente finale conduca all'accertamento di valori di pressione di fornitura non compresi nel campo di variazione fissato dalla normativa tecnica vigente, il venditore non può addebitare alcun importo al cliente finale che ha richiesto la verifica.

42.6 Il venditore:

a) trasmette al cliente finale il resoconto della verifica ricevuto dall'impresa distributrice;

b) non può addebitare al cliente finale un importo superiore a quello addebitatogli dall'impresa distributrice per la verifica della pressione di fornitura; tale importo non può essere addebitato prima del ricevimento da parte dell'impresa distributrice del resoconto della verifica." ;

m. all'articolo 43, il comma 43.4 è sostituito dal seguente comma:

"43.4 Le disposizioni del presente articolo non si applicano ai casi in cui un cliente finale invii con la stessa comunicazione un medesimo reclamo scritto sia al proprio venditore sia alla propria impresa distributrice. In tali casi la risposta motivata al reclamo scritto dovrà essere fornita dal solo venditore secondo quanto previsto dalle disposizioni di cui al Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale approvato con la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08.";

n. è introdotto il seguente nuovo articolo 43 bis:

"**Articolo 43 bis**

Tempo di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore

43bis.1 Il tempo di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore è il tempo, misurato in giorni lavorativi, intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta di dati tecnici inoltrata dal venditore all'impresa distributrice e la data di messa a disposizione al venditore dei dati tecnici richiesti. La richiesta del venditore deve essere conforme a quanto previsto dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale e può riguardare tanto l'acquisizione di dati tecnici in possesso dell'impresa distributrice quanto la verifica di correttezza e/o completezza di dati tecnici già forniti dall'impresa distributrice al venditore.

43bis.2 Qualora per fornire al venditore i dati tecnici richiesti l'impresa distributrice debba accedere al gruppo di misura e lo stesso risulti inaccessibile, l'impresa distributrice è tenuta a dimostrare di aver effettuato il tentativo di accesso e ad informare tempestivamente il venditore, il quale potrà richiedere un secondo tentativo, anche previa fissazione di un appuntamento con il cliente finale. Ai fini della verifica dello standard di qualità, la prima richiesta si considera annullata."

o. all'articolo 44 i commi 44.1, 44.2 e 44.3 sono sostituiti dai seguenti commi:

"44.1 La fascia di puntualità per gli appuntamenti con il cliente finale è il periodo di tempo, misurato in ore, entro il quale l'appuntamento può essere concordato con il cliente finale per effettuare un sopralluogo o un intervento ai fini dell'esecuzione delle prestazioni del servizio di distribuzione soggette a livelli specifici e generali di qualità. La fascia di puntualità per gli appuntamenti fissati dall'esercente con il cliente finale non può superare le due ore.

44.2 Al momento di concordare un appuntamento con il richiedente, l’esercente è tenuto a fissare l’ora di inizio e l’ora di fine della fascia di puntualità per l’appuntamento concordato; l’impresa distributrice è tenuta a presentarsi nel luogo e nel periodo di tempo concordati con il richiedente.

44.3 Il cliente finale assicura la disponibilità, propria o di persona da lui incaricata, a ricevere l’impresa distributrice per tutta la fascia di puntualità concordata dal richiedente con l’esercente.”;

p. all’articolo 44 il comma indicato per mero errore materiale come 45.2 è sostituito dal seguente comma 44.5:

“44.5 Al momento di fissare un appuntamento, l’esercente comunica al richiedente interessato che, in caso di mancato rispetto di tale appuntamento, è dovuto un indennizzo automatico per mancata puntualità come definito dal successivo Articolo 47, comma 47.1. L’esercente comunica altresì al richiedente una stima indicativa del tempo necessario per l’effettuazione della prestazione richiesta.”;

q. la numerazione del primo comma dell’articolo 45, indicata per mero errore materiale come 45.3, è sostituita dalla numerazione 45.1;

r. all’articolo 45, al comma 45.1, le parole “L’impresa distributrice è tenuta” sono sostituite dalle parole “L’esercente è tenuto”;

s. all’articolo 47, comma 47.1, nella Tabella H la frase “Tempo massimo di verifica della pressione di fornitura di cui all’Articolo 41” è sostituita dalla seguente frase: “Tempo massimo di verifica della pressione di fornitura di cui all’Articolo 42”;

t. all’articolo 47 il comma 47.2 è sostituito dal seguente comma:

“47.2 I livelli specifici relativi al tempo di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore sono fissati in tabella H1.

Tabella H1 - *Livelli specifici di qualità commerciale riferiti al tempo di messa a disposizione del venditore di dati tecnici*

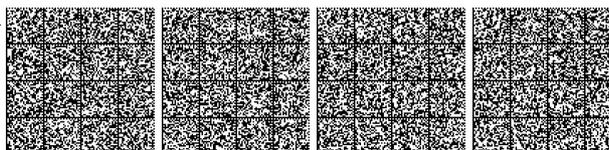
Tipologia di dati tecnici richiesti	Standard specifico
In caso di dati tecnici acquisibili con lettura di un gruppo di misura	10 giorni lavorativi
In caso di altri dati tecnici	15 giorni lavorativi

u. all’articolo 48, il comma 48.2 è sostituito dal seguente comma:

“48.2 I livelli generali di qualità commerciale sono calcolati:

a) su base impresa distributrice, se l’impresa distributrice fornisce il servizio in un territorio compreso in una sola provincia;

b) su base provinciale, se l’impresa distributrice fornisce il servizio in un territorio compreso in più province.”;

v. all’articolo 49, comma 49.1, lettera b), le parole “concordato con l’impresa distributrice” sono sostituite dalle parole “concordato con l’esercente”;

w. all’articolo 50 il comma 50.1 è sostituito dal seguente comma:

“50.1 In caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità definiti dal precedente Articolo 47, comma 47.1, l’indennizzo automatico è corrisposto al cliente finale, anche tramite il venditore, il quale ha l’obbligo di trasferire l’indennizzo al cliente finale in occasione della prima fatturazione utile.”;

x. all’articolo 50 è aggiunto il seguente comma 50.3:

“50.3 In caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità definiti dal precedente Articolo 47, comma 47.2, è corrisposto al venditore un indennizzo automatico base di 20 euro, crescente in relazione al ritardo nell’esecuzione della prestazione secondo quanto definito dal comma precedente.”;

y. all’articolo 51, commi 51.1 e 51.2, le parole “L’impresa distributrice non è tenuta” sono sostituite dalle parole “L’esercente non è tenuto”;

z. all’articolo 51, comma 51.2, le parole “dovuti all’impresa distributrice” sono sostituite dalle parole “dovuti all’esercente”;

aa. all’articolo 52, commi 52.1 e 52.3, le parole “impresa distributrice” sono sostituite dalla parola “esercente”;

bb. all’articolo 52 sono aggiunti i seguenti commi 52.4 e 52.5:

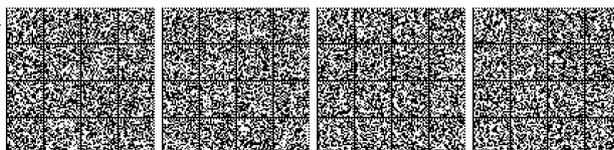
“52.4 Il venditore è tenuto ad accreditare al cliente finale che gli ha chiesto la prestazione per la quale l’impresa distributrice non ha rispettato il livello specifico per le cause indicate dall’Articolo 49, comma 49.1, lettera c), l’indennizzo automatico ricevuto dall’impresa distributrice di cui all’Articolo 50, comma 50.1. L’accredito della somma non dovuta potrà essere effettuato dal venditore anche in bolletta; in tal caso, farà fede la data di emissione della bolletta. Nel caso in cui l’importo della prima fatturazione addebitata al cliente finale sia inferiore all’entità dell’indennizzo automatico, la fatturazione deve evidenziare un credito a favore del cliente finale, che deve essere detratto dalle successive fatturazioni fino ad esaurimento del credito relativo all’indennizzo dovuto, ovvero corrisposto mediante rimessa diretta.

52.5 Nel documento di fatturazione la causale della detrazione viene indicata come “Indennizzo automatico per mancato rispetto dei livelli specifici di qualità definiti dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas”. Il medesimo documento indica che “La corresponsione dell’indennizzo automatico non esclude la possibilità per il cliente di richiedere in sede giurisdizionale il risarcimento dell’eventuale danno ulteriore subito.”;

cc. all’articolo 53, comma 53.1, le parole “L’impresa distributrice” sono sostituite dalle parole “L’esercente”;

dd. all’articolo 53 sono aggiunti i seguenti commi 53.4, 53.5 e 53.6:

“53.4 Per ogni prestazione richiesta dal venditore di cui al precedente Articolo 43bis l’impresa distributrice registra:

a) il codice identificativo del punto di riconsegna (PDR) e la tipologia di utenza a cui si riferisce la richiesta;
b) la data di ricevimento della richiesta;
c) la data di messa a disposizione al venditore dei dati tecnici richiesti;

d) i dati tecnici comunicati;
e) in caso di inacessibilità del gruppo di misura, la data di effettuazione dei tentativi di accesso;
f) la data di corresponsione e l'ammontare dell'eventuale indennizzo corrisposto al venditore.

53.5 Il venditore, nel caso in cui debba inviare la richiesta di prestazione ricevuta dal cliente finale ad un'impresa distributrice, registra:
a) il codice di rintracciabilità con cui il venditore identifica la richiesta di prestazione o la conferma della richiesta delle verifiche di cui ai precedenti Articoli 41 e 42 del cliente finale;
b) la data di ricevimento da parte del cliente finale della richiesta di prestazione o della conferma della richiesta delle verifiche di cui ai precedenti Articoli 41 e 42 del cliente finale;
c) la data di invio all'impresa distributrice della richiesta di prestazione o della conferma della richiesta delle verifiche del cliente finale di cui alla precedente lettera b);
d) il codice identificativo del punto di riconsegna (PDR).

53.6 Il venditore, nel caso in cui debba inviare la richiesta di prestazione ricevuta dal cliente finale ad un'impresa distributrice, in aggiunta a quanto previsto dal precedente comma registra:
a) la data di messa a disposizione da parte dell'impresa distributrice dell'elenco dei clienti finali ai quali spetta l'indennizzo per mancato rispetto dei livelli specifici;
b) la data di corresponsione e l'ammontare dell'indennizzo corrisposto a ciascun cliente finale menzionato nell'elenco di cui alla precedente lettera a).";

ee. all'articolo 54, comma 54.1, le parole "impresa distributrice" sono sostituite dalla parola "esercente";

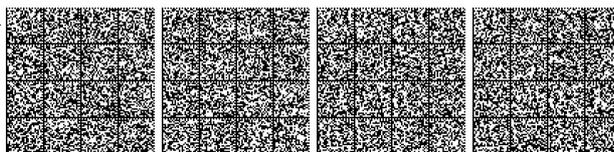
ff. all'articolo 55, comma 55.2, le parole "l'impresa distributrice comunica per le prestazioni di sua competenza" sono sostituite dalle parole "l'impresa distributrice comunica per provincia";

gg. all'articolo 55, comma 55.3, le parole "l'impresa distributrice comunica" sono sostituite dalle parole "l'impresa distributrice comunica per provincia";

hh. all'Articolo 55, comma 55.3, lettera c), le parole "il mancato rispetto della normativa tecnica vigente" sono sostituite dalle parole "il mancato rispetto della normativa metrologica vigente";

ii. all'articolo 55, comma 55.4, le parole "l'impresa distributrice comunica per ogni tipologia di utenza e per ogni livello specifico di qualità di sua competenza" sono sostituite dalle parole "l'esercente comunica per ogni tipologia di utenza, per ogni livello specifico di qualità e per provincia";

jj. all'articolo 56, comma 56.1, le parole "In occasione della richiesta di prestazioni soggette a livelli specifici di qualità da parte di richiedenti, che non siano venditori, l'impresa distributrice fornisce" sono sostituite dalle parole "In occasione della richiesta di prestazioni di qualità commerciale del servizio di distribuzione soggette a livelli specifici di qualità da parte di richiedenti, che non siano venditori, l'esercente fornisce";

kk. all'articolo 56, commi 56.2, 56.3 e 56.4, le parole "impresa distributrice" sono sostituite dalla parola "esercente";

ll. all'articolo 58 il comma 58.1 è sostituito dal seguente comma:
"58.1 La Sezione IV della presente RQDG:
a) definisce la procedura semplificata di verifica dei dati di qualità comunicati dalle imprese distributrici all'Autorità in attuazione di quanto previsto dalla presente RQDG;
b) si applica alle imprese distributrici tenute all'attuazione della presente RQDG.";

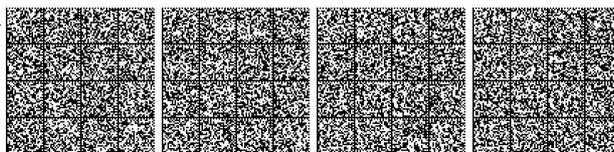
mm. all'articolo 70, comma 70.1, le parole "le imprese distributrici di gas naturale" sono sostituite dalle parole "le imprese distributrici ed i venditori di gas naturale";

nn. all'articolo 70, il comma 70.2 è sostituito dal seguente:
" 70.2 Fatta salva l'entrata in vigore dal 1° luglio 2009 delle disposizioni in materia di trasmissione dei dati tecnici ai venditori di gas naturale da parte delle imprese distributrici di gas naturale, per l'anno 2009 continuano ad applicarsi alle imprese distributrici ed ai venditori di gas naturale le disposizioni del Testo integrato della qualità dei servizi gas, di cui all'Allegato A della deliberazione 29 settembre 2004, n. 168/04 e successive modificazioni e integrazioni relative:
a) alla disciplina degli indennizzi automatici prevista dalla Parte III;
b) alla disciplina degli appuntamenti prevista dalla Parte III;
c) alla metodologia di verifica dei dati di qualità comunicati dalle imprese distributrici all'Autorità prevista dalla Parte IV;
d) al tempo di invio da parte del venditore all'impresa distributrice delle richieste di prestazioni ricevute dal cliente finale.";

4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo della deliberazione dell'Autorità ARG/gas 120/08 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento;
5. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo della Parte I "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG)" del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG) approvato con la deliberazione dell'Autorità ARG/gas 120/08 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento a far data dal 1° gennaio 2009 e dal 1° luglio 2009 rispettivamente con riferimento a quanto disposto dai punti 2 e 3;
6. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 23 dicembre 2008

Il presidente: Ortis

09A00790

DELIBERAZIONE 23 dicembre 2008.

Modifiche ed integrazioni alla Parte II dell'allegato A alla deliberazione del 19 dicembre 2007 n. 333/07 recante «Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011». (Deliberazione ARG/elt 201/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 dicembre 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) e in particolare l'articolo 2, comma 12, lettere d), e), g) e h);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 209/06 (di seguito: deliberazione n. 209/06);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 e, in particolare, l'Allegato A come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 333/07);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 30/08;
- la deliberazione dell'Autorità 27 maggio 2008, ARG/elt 66/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 66/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 119/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 119/08);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 120/08);
- la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (di seguito: TIQV);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/com 199/08, recante modifiche e integrazioni al TIQV (di seguito: deliberazione ARG/com 199/08);
- il documento per la consultazione 12 giugno 2008, DCO 18/08, intitolato "Qualità dei servizi commerciali di vendita per i clienti finali di energia elettrica e gas" (di seguito: primo documento di consultazione);
- il documento per la consultazione 18 novembre 2008, DCO 35/08, intitolato "Approfondimenti finali sulla regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale" (di seguito: secondo documento di consultazione);
- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati a seguito della pubblicazione del primo e del secondo documento di consultazione.

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità garantisca la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità dell'energia elettrica e del gas, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
- l'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità emani direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi, dalla stessa regolati, da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi e fissi i livelli (standard), generali o specifici, di qualità dei servizi;
- l'articolo 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità definisca indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità del servizio;
- l'articolo 2, comma 12, lettera m), della legge n. 481/95 assegna all'Autorità la funzione di valutare reclami, istanze e segnalazioni presentati dagli utenti o dai consumatori, singoli o associati, in ordine al rispetto dei livelli qualitativi e tariffari da parte dei soggetti esercenti il servizio nei confronti dei quali interviene imponendo, ove opportuno, modifiche alle modalità di esercizio degli stessi;
- nel corso del procedimento avviato con la deliberazione n. 209/06 per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi elettrici è stato ritenuto dall'Autorità (come evidenziato nella deliberazione n. 333/07) di procedere nel corso del 2008 a integrare le disposizioni in materia di qualità del servizio di vendita per i settori dell'energia elettrica e del gas, previa ulteriore consultazione congiunta con il settore gas, con particolare attenzione al tema della gestione tempestiva e risolutiva dei reclami dei clienti;
- con la deliberazione 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 l'Autorità ha emanato il TIQV, avviando un processo di riassetto della regolazione in tema di qualità commerciale che prevede da una parte la regolazione settoriale delle prestazioni di qualità commerciale richieste dai clienti, per il tramite dei venditori, e, dall'altra, raccoglie nel TIQV la regolazione dei reclami scritti, delle richieste scritte di informazioni e delle richieste di rettifica della fatturazione che i clienti finali possono rivolgere ai venditori, nonché la disciplina già emanata in tema di servizi telefonici con la deliberazione dell'Autorità 19 giugno 2007, n. 139/07;
- con la deliberazione ARG/com 199/08 l'Autorità ha completato la regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, apportando modifiche e integrazioni al TIQV tenendo conto delle osservazioni ricevute a seguito della pubblicazione del secondo documento di consultazione;
- con il secondo documento di consultazione sono state formulate proposte per completare tale processo di riassetto della regolazione in tema di qualità commerciale; in particolare, l'introduzione di nuovi standard specifici introdotti con il TIQV in capo ai venditori rende necessario inserire alcune modifiche ed integrazioni nelle regolazioni della qualità dei servizi di distribuzione e misura (rispettivamente per il settore elettrico nella Parte II dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07 e per il settore gas nelle Sezioni I e III dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 120/08);

- in particolare, allo scopo di assicurare certezza nei tempi di risposta del distributore nei casi in cui il venditore richieda dati tecnici o letture dei dati di consumo (di cui non sia già in possesso) necessari per rispondere ad un reclamo scritto o ad una richiesta scritta di rettifica di fatturazione da parte del cliente finale, l'Autorità ha proposto, nel secondo documento per la consultazione, di:
  a. allineare le definizioni utilizzate in materia di gestione dei reclami a quelle introdotte con il TIQV;
  b. introdurre nuovi standard specifici in capo ai distributori nel caso di richieste dei venditori necessarie ad assicurare la risposta ai reclami;
  c. differenziare i nuovi standard specifici in capo ai distributori a seconda che la richiesta del venditore richieda o meno una lettura "fuori ciclo" e, in quest'ultimo caso, che si tratti di un cliente già dotato di misuratore teleletto o meno;
  d. prevedere un indennizzo automatico di 20 euro a favore dei venditori qualora il distributore non rispetti i suddetti nuovi standard specifici per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi;
  e. fissare la decorrenza dei suddetti nuovi standard specifici e indennizzi automatici dal 1° luglio 2009;
  f. mantenere la regolazione attuale (che non prevede né standard specifici né indennizzi automatici) per i reclami direttamente indirizzati dal cliente finale al distributore;
- le osservazioni inviate dalle società di vendita di energia elettrica e di gas naturale e di distribuzione di energia elettrica o di gas naturale direttamente e tramite le loro associazioni (di seguito: operatori) hanno in generale evidenziato consenso verso le proposte dell'Autorità in tema di adeguamento della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura in materia di gestione dei reclami, segnalando al contempo alcuni aspetti critici; in particolare:
  a. pur condividendo il principio generale che porta alla distinzione dei tempi di risposta del distributore alle richieste del venditore a seconda del tipo di dato richiesto dallo stesso venditore, molti operatori hanno evidenziato che la differenziazione dello standard specifico del distributore di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore per rispondere a un reclamo scritto da parte del cliente finale debba essere ridotta a due casi: "dati tecnici con lettura" e "altri dati tecnici", senza distinguere in base alla condizione di teleleggibilità (o telegestibilità) del contatore del cliente, in quanto tale distinzione, se introdotta, comporterebbe scarsa trasparenza nei confronti del venditore che, avendo a disposizione solo l'informazione relativa alla telegestibilità del contatore, non conoscerebbe, nel caso di standard differenti, quello applicabile a priori con il rischio di possibili contenziosi con il distributore;
  b. alcuni operatori hanno proposto di prevedere un periodo transitorio durante il quale le imprese distributrici siano tenute al rispetto dei nuovi standard specifici senza tuttavia l'obbligo di corresponsione degli indennizzi automatici, nonché di fissare i nuovi standard specifici a 10 e 20 giorni lavorativi rispettivamente per la messa a disposizione dei dati di misura rilevati con misuratori telegestiti e dei dati rilevati senza misuratori telegestiti;

c. alcuni operatori hanno richiesto di prevedere che la richiesta inerente i dati tecnici necessari per rispondere al cliente finale, formulata dal venditore al distributore, comprenda in allegato copia della richiesta del cliente, e che anche i reclami inviati direttamente dal cliente finale al distributore contengano i dati minimi individuati all'articolo 9, comma 9.3, del TIQV;
d. alcuni operatori hanno segnalato che la definizione di "dati tecnici" proposta nel secondo documento per la consultazione fa riferimento a informazioni e/o dati in "esclusivo" possesso del distributore e che da ciò potrebbe derivare l'interpretazione per cui il distributore sarebbe tenuto a fornire, nei tempi e nelle modalità previste, solo le informazioni di cui il venditore non sia già direttamente in possesso;
e. alcuni operatori hanno richiesto di chiarire come debbano essere trattati i reclami inviati dal cliente con stessa lettera sia al distributore che al venditore;
f. un operatore ha segnalato che sarebbe utile mantenere a favore del cliente la possibilità di rivolgere direttamente al distributore richieste di informazioni scritte per le quali l'intermediazione del venditore non solo non aggiunge valore, ma determina un allungamento dei tempi e quindi una diminuzione della qualità del servizio; ciò vale in particolare per le richieste di informazioni di tipo strettamente tecnico (es. la richiesta dei valori delle correnti di guasto a terra o di corto circuito in certi punti della rete elettrica, ecc.);
g. alcuni operatori hanno lamentato che le nuove disposizioni possano comportare l'insorgenza e l'onerosità di eventuali nuovi costi per i distributori, che dovrebbero trovare copertura (in particolare in materia di letture fuori ciclo);

- le osservazioni inviate dalle associazioni dei consumatori (di seguito: associazioni) hanno manifestato apprezzamento per le disposizioni introdotte dal TIQV ed hanno segnalato, con particolare riferimento agli adeguamenti proposti per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura, che:
  a. andrebbe introdotta una normativa con indennizzo automatico anche per i reclami scritti inviati dal consumatore direttamente al distributore, ed in particolare per quelli riferiti alle prestazioni che lo stesso deve assicurare sia prima della stipula del contratto di fornitura, sia durante la vigenza del contratto e sia per disservizi che possono arrecare danni all'integrità fisica dei cittadini;
  b. andrebbe anche evitata una normativa differenziata per i casi in cui il venditore si rifiuta formalmente e/o di fatto di acquisire il reclamo;
  c. in tema di riconoscimento dei costi derivanti da letture fuori ciclo agli operatori, non è possibile far ricadere sul cliente finale il costo originato da un reclamo.

Ritenuto che:

- in esito al processo di definizione del TIQV sia necessario completare il riassetto della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura, per gli aspetti ancora non definiti ed afferenti alle tematiche disciplinate dal TIQV in modo coerente con esso, al fine di assicurare il completo dispiegamento dell'efficacia delle nuove norme di tutela dei consumatori con i tempi previsti dalla deliberazione ARG/com 199/08;
- in particolare per il settore elettrico sia opportuno procedere a introdurre nella Parte II dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07 le disposizioni integrative oggetto della seconda consultazione, tenendo conto delle osservazioni ricevute dagli operatori e dalle associazioni, e in particolare:
  a. allineare le definizioni utilizzate a quelle introdotte con il TIQV;
  b. introdurre nuovi standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori;
  c. differenziare i nuovi standard specifici in capo ai distributori a seconda che la richiesta del venditore richieda o meno una lettura "fuori ciclo" ma senza differenziare ulteriormente a seconda che si tratti di un cliente già dotato di misuratore teleletto o meno, per tenere conto dell'osservazione condivisibile sulla scarsa trasparenza che tale ulteriore differenziazione comporterebbe;
  d. prevedere un indennizzo automatico di 20 euro da versare ai venditori qualora il distributore non rispetti i suddetti nuovi standard specifici per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi;
  e. fissare la decorrenza dei suddetti nuovi standard specifici ed indennizzi automatici dal 1° luglio 2009;
- sia opportuno altresì introdurre ulteriori disposizioni per tenere conto di alcune osservazioni formulate dagli operatori, e in particolare:
  a. chiarire come debbano essere trattati i reclami inviati dal cliente con stessa lettera sia al distributore che al venditore;
  b. chiarire che il distributore è tenuto a fornire, nei tempi e nelle modalità previste, non solo le informazioni di cui il venditore non sia già direttamente in possesso ma anche quelle di cui il venditore, pur essendone già in possesso, richieda la verifica o l'accertamento della loro correttezza e/o completezza;
- non siano da accogliere alcune osservazioni emerse dalla consultazione e, in particolare, sia opportuno:
  a. non prevedere l'introduzione né di standard specifici né di indennizzi automatici per i reclami direttamente indirizzati dal cliente finale al distributore, dal momento che tali reclami costituiscono una frazione marginale in quanto i clienti tenderanno sempre di più ad indirizzare i reclami al proprio venditore con il quale intrattengono il rapporto contrattuale di fornitura;
  b. non consentire un periodo transitorio durante il quale le imprese distributrici siano tenute al rispetto dei nuovi standard specifici senza tuttavia l'obbligo di corresponsione degli indennizzi automatici, in quanto si ritiene sufficiente il periodo di 6 mesi tra l'emanazione del presente provvedimento e la data di decorrenza delle nuove disposizioni integrative, ai fini della corretta implementazione delle stesse

DELIBERA

1. di introdurre con decorrenza dal 1° gennaio 2009 la seguente integrazione all'Allegato A della deliberazione n. 333/07, "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011", Parte II, Regolazione dei livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, come successivamente modificata dalle deliberazioni 27 dicembre 2007, n. 341/07, ARG/elt 66/08, ARG/elt 119/08 e ARG/gas 120/08:
   a. all'articolo 100 è aggiunto il seguente comma:

      "100.4 Per l'anno 2009 il termine di 2 giorni lavorativi di cui all'articolo 60, comma 60.5, è elevato a 3 giorni lavorativi.";

2. di introdurre con decorrenza dal 1° luglio 2009 le seguenti integrazioni e modifiche all'Allegato A della deliberazione n. 333/07, "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011", Parte II, Regolazione dei livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, come successivamente modificata dalle deliberazioni 27 dicembre 2007, n. 341/07, ARG/elt 66/08, ARG/elt 119/08 e ARG/gas 120/08:

   a. all'articolo 59, sono inserite le seguenti definizioni:
      - "data di messa a disposizione" è:
        - per le comunicazioni inviate tramite fax o vettore, la data risultante dalla ricevuta del fax ovvero la data di consegna al vettore incaricato dell'inoltro; nel caso in cui il vettore non rilasci ricevuta, è la data risultante dal protocollo dell'esercente;
        - per le comunicazioni trasmesse per via telematica, la data di inserimento nel sistema informativo dell'esercente o la data invio della comunicazione, se trasmessa tramite posta elettronica;
        - per le comunicazioni rese disponibili presso sportelli fisici, la data di consegna a fronte del rilascio di una ricevuta;
      - "data di ricevimento" è:
        - per le richieste e le conferme scritte inviate tramite fax o vettore, la data risultante dalla ricevuta del fax ovvero la data di consegna da parte del vettore incaricato dell'inoltro a fronte del rilascio di una ricevuta; nel caso in cui il vettore non rilasci ricevuta, è la data risultante dal protocollo dell'esercente;
        - per le richieste e le conferme scritte trasmesse per via telefonica o telematica, la data di ricevimento della comunicazione;
        - per le richieste e le conferme scritte ricevute presso sportelli fisici, la data di presentazione a fronte del rilascio di una ricevuta;
      - "dati tecnici" sono le informazioni e/o i dati in possesso del distributore necessari al venditore per inviare al cliente finale la risposta motivata scritta a un reclamo scritto, o a una richiesta scritta di informazioni o a una richiesta scritta di rettifica di fatturazione;

b. all'articolo 59, le definizioni di "reclamo scritto", "richiesta scritta di informazioni" e "richiesta scritta di rettifica di fatturazione" sono sostituite con le seguenti le definizioni :
- "reclamo scritto" è ogni comunicazione scritta fatta pervenire all'esercente, anche per via telematica, con la quale il richiedente esprime lamentele circa la non coerenza del servizio di distribuzione ottenuto con uno o più requisiti definiti da leggi o provvedimenti amministrativi, dal contratto di fornitura sottoscritto, dal regolamento di servizio, ovvero circa ogni altro aspetto relativo ai rapporti tra il distributore ed il richiedente;
- "richiesta scritta di informazioni" è ogni comunicazione scritta, fatta pervenire all'esercente, anche per via telematica, con la quale il richiedente formula una richiesta di informazioni in merito al servizio elettrico non collegabile ad un disservizio percepito;
- "richiesta scritta di rettifica di fatturazione" è ogni comunicazione scritta, fatta pervenire al venditore, anche per via telematica, con la quale un cliente finale esprime lamentele circa la non correttezza dei corrispettivi fatturati in merito al servizio elettrico;

c. all'articolo 61, comma 61.1, è aggiunto il seguente indicatore di qualità:
- tempo di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore;

d. all'articolo 61 è soppresso il comma 61.2;

e. l'articolo 69 è sostituito dal seguente:

"**Articolo 69**

Tempo di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore

69.1 Il tempo di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore è il tempo, misurato in giorni lavorativi, intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta di dati tecnici inoltrata dal venditore all'impresa distributrice e la data di messa a disposizione dei dati tecnici richiesti al venditore. La richiesta del venditore deve essere conforme a quanto previsto dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale e può riguardare tanto l'acquisizione di dati tecnici in possesso del distributore quanto la verifica di correttezza e/o completezza di dati tecnici già forniti dal distributore al venditore.

69.2 Qualora per fornire al venditore i dati tecnici richiesta l'impresa distributrice debba accedere al gruppo di misura e lo stesso risulti inaccessibile, l'impresa distributrice è tenuta a dimostrare di aver effettuato il tentativo di accesso e ad informare tempestivamente il venditore, il quale potrà richiedere un secondo tentativo, anche previa fissazione di un appuntamento con il cliente finale. Ai fini della verifica dello standard di qualità, la prima richiesta si considera annullata.";

f. all'articolo 72 il comma 72.1 è sostituito dal seguente comma:

"72.1 Il tempo di risposta motivata a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte è il tempo, misurato in giorni lavorativi, intercorrente tra la data di ricevimento del reclamo scritto o della richiesta scritta di informazioni relativi al servizio di distribuzione e misura e la data di messa a disposizione della risposta motivata al richiedente.";

g. all'articolo 72 è aggiunto il seguente comma 72.4:

"72.4 Le disposizioni del presente articolo non si applicano ai casi in cui un cliente finale invii con la stessa comunicazione un medesimo reclamo scritto sia al proprio venditore sia al proprio distributore. In tali casi la risposta motivata al reclamo scritto dovrà essere fornita dal solo venditore secondo quanto previsto dalle disposizioni di cui al Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale approvato con la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08.";

h. all'articolo 77, è aggiunto il seguente comma:

"77.2 I livelli specifici di qualità relativi al tempo di messa a disposizione del venditore di dati tecnici sono fissati in tabella 18.";

i. all'articolo 80, il comma 80.1, è sostituito dal seguente comma:

"80.1 In caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità definiti dall'articolo 77, comma 77.1, l'indennizzo automatico è corrisposto al cliente finale, anche tramite il venditore, il quale ha l'obbligo di trasferire l'indennizzo al cliente finale in occasione della prima fatturazione utile.";

j. all'articolo 80 è aggiunto il seguente comma:

"80.3 In caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità definiti dall'articolo 77, comma 2, è corrisposto al venditore un indennizzo automatico base di 20 euro, crescente in relazione al ritardo nell'esecuzione della prestazione secondo quanto definito dal comma precedente.";

k. all'articolo 82, il comma 82.2 è sostituito dal seguente comma:

"82.2 Il venditore è tenuto ad accreditare al cliente finale che ha richiesto la prestazione, per la quale il distributore non ha rispettato il livello specifico per le cause indicate dall'articolo 79, comma 79.1 lettera c), l'indennizzo automatico ricevuto dal distributore di cui all'articolo 80, comma 80.1, attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile. Nel caso in cui l'importo della prima fatturazione addebitata al cliente finale sia inferiore all'entità dell'indennizzo automatico, la fatturazione deve evidenziare un credito a favore del cliente finale, che deve essere detratto dalle successive fatturazioni fino ad esaurimento del credito relativo all'indennizzo dovuto, ovvero corrisposto mediante rimessa diretta.";

l. all'articolo 83 è aggiunto il seguente comma:

"83.7 Il venditore registra altresì la data di ricevimento da parte del distributore dell'elenco dei clienti ai quali spetta l'indennizzo per mancato rispetti dei livelli specifici di cui all'articolo 77, comma 1, nonché l'ammontare degli indennizzi da corrispondere a ciascuno dei clienti finali interessati.";

m. dopo la tabella 17 è aggiunta la seguente tabella:

Tabella 18 – Livelli specifici di qualità commerciale riferiti al tempo di messa a disposizione del venditore di dati tecnici

Tipologia di dati tecnici richiesti	Standard specifico
In caso di dati tecnici acquisibili con lettura di un gruppo di misura	10 giorni lavorativi
In casi di altri dati tecnici	15 giorni lavorativi

3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
4. di pubblicare a far data dal 1° luglio 2009 sul sito internet dell'Autorità il "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011", Allegato A alla deliberazione n. 333/07, come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 23 dicembre 2008

Il presidente: Ortis

09A00791

DELIBERAZIONE 23 dicembre 2008.

Attività cognitiva e informativa sull'evoluzione nella fornitura dell'energia elettrica e del gas ai clienti finali. (Deliberazione ARG/com 202/08).

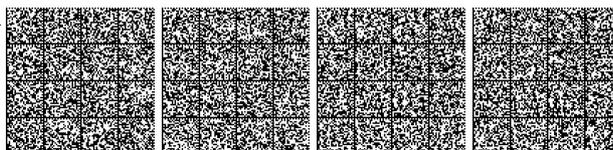
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 dicembre 2008

Visti:

- le direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: Dlgs. n. 79/99);
- il decreto legislativo 21 giugno 2000, n. 164/00 (di seguito: Dlgs. n. 164/00);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04);
- la legge 3 agosto 2007, n. 125/07;
- il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185/08;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) del 4 dicembre 2003, n. 138/03;
- la deliberazione dell'Autorità 15 febbraio 2006, n. 31/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e s.m.i.;
- a deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 37/08;
- la deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2008, ARG/elt 113/08;
- la deliberazione dell'Autorità 1 dicembre 2008, ARG/elt 167/08.

Considerato che:

- ai sensi dell'articolo 2 del Dlgs. n. 164/00, a decorrere dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti finali di gas naturale sono idonei, ovvero hanno la capacità di stipulare contratti di fornitura sul mercato libero;
- ai sensi dell'articolo 14 del Dlgs n. 79/99, come modificato dall'articolo 1, comma 30, della legge n. 239/04, a decorrere dal 1° luglio 2007 ogni cliente finale di energia elettrica è cliente idoneo, ovvero ha la capacità di stipulare contratti di fornitura sul mercato libero;
- la legge n. 481/95 attribuisce all'Autorità, tra l'altro, la funzione di studiare e pubblicizzare l'evoluzione delle condizioni di svolgimento dei singoli servizi; e che la disamina dell'attività di vendita al dettaglio costituisce uno strumento conoscitivo essenziale al fine di valutare lo sviluppo concorrenziale dei mercati dell'energia elettrica e del gas;
- per il settore gas, sono posti in capo alle imprese obblighi di comunicazione dei prezzi medi di fornitura nonché la trasmissione di altri dati e informazioni ai fini della verifica del grado di concorrenza nella vendita ai clienti finali;
- per settore elettrico, sono posti in capo agli esercenti i servizi di tutela obblighi di comunicazione dei flussi di uscita verso il mercato libero e agli esercenti la vendita la trasmissione dei prezzi medi applicati ai clienti finali;
- le informazioni sinora pervenute all'Autorità, pur evidenziando la necessità di verifiche e approfondimenti, in particolare sul servizio di salvaguardia, nonché interventi di omogeneizzazione tra i due settori, costituiscono la base per la diffusione di dati aggregati.

Ritenuto opportuno che:

- vengano diffusi e aggiornati periodicamente dati di sintesi dell'evoluzione concorrenziale dei mercati liberalizzati dell'energia elettrica e del gas, con particolare riguardo all'uscita dal servizio di maggior tutela ed al cambio di fornitore da parte dei clienti finali, nel pieno rispetto delle esigenze di riservatezza;
- vengano effettuati approfondimenti sulle informazioni raccolte dall'Autorità ed individuati opportuni adeguamenti e integrazioni, anche attraverso il coinvolgimento degli operatori e delle associazioni di categoria

DELIBERA

1. di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati affinché:
   a) vengano pubblicati entro il mese di gennaio 2009, attraverso il sito internet dell'Autorità secondo un primo schema informativo, dati di sintesi dell'evoluzione concorrenziale nei mercati liberalizzati della vendita di energia elettrica e di gas, con particolare riguardo all'uscita dai regimi di tutela e ai cambi di fornitore da parte dei clienti finali; e che tali dati siano aggiornati con cadenza trimestrale, qualora si abbiano variazioni significative;
   b) sul primo schema informativo di cui al precedente alinea vengano effettuati approfondimenti e adottate modifiche del medesimo, anche attraverso il coinvolgimento dei soggetti interessati e delle loro associazioni di categoria, ai fini di:
      i. conseguire la massima omogeneità informativa tra i dati dei due settori per una pubblicazione dei medesimi con cadenza trimestrale;
      ii. uniformare il predetto schema ai migliori standard informativi adottati nei Paesi dell'Unione Europea;
      iii. implementare i dati aggregati di sintesi anche con informazioni relative ai prezzi medi applicati ai clienti finali;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 23 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

09A00792

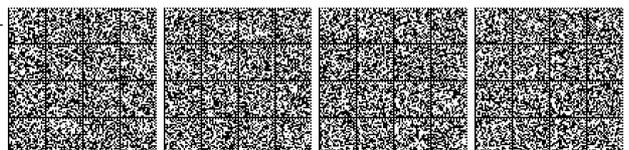
DELIBERAZIONE 23 dicembre 2008.

Modificazioni alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06, condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento di merito economico per l'anno 2009. (Deliberazione ARG/elt 203/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 dicembre 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 ottobre 1999, n. 162/99 (di seguito: deliberazione n. 162/99);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2005, n. 283/05;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2006, n. 305/06;
- la deliberazione dell'Autorità 24 aprile 2007, n. 98/07;
- la deliberazione dell'Autorità 5 giugno 2007, n. 128/07;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: TIV), come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 8 ottobre 2007, n. 257/07;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07 (di seguito: TILP), come successivamente modificato e integrato;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07;
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2007, n. 329/07 (di seguito: deliberazione n. 329/07);
- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2008, ARG/elt 68/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 68/08);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08 (di seguito: TISP);
- la deliberazione dell'Autorità 10 dicembre 2008, ARG/elt 178/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 178/08);
- la lettera della società Terna S.p.A (di seguito: Terna) del 28 novembre 2008, prot. Autorità n. 38445 del 4 dicembre 2008 (di seguito: lettera 4 dicembre 2008);
- la lettera della società Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (di seguito: GME) del 28 novembre 2008, prot. Autorità n. 38691 del 5 dicembre 2008 (di seguito: lettera 5 dicembre 2008);
- la lettera del Ministero dello Sviluppo Economico del 16 dicembre 2008, prot. Autorità n. 41816 del 19 dicembre 2008.

Considerato che:

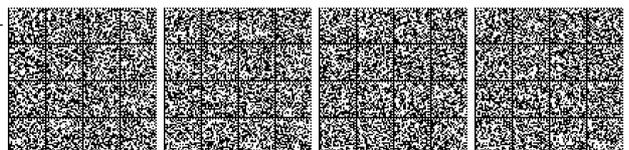
- l'Autorità, con l'intento di permettere agli operatori di acquisire una sufficiente competenza in materia di previsione di carico, ha disposto un'applicazione graduale della disciplina degli sbilanciamenti effettivi di cui all'articolo 40 della deliberazione n. 111/06, introducendo una soglia – di valore decrescente nei diversi anni di applicazione - al di sotto della quale gli sbilanciamenti effettivi delle unità di consumo sono valorizzati al prezzo del mercato del giorno prima;
- lo sbilanciamento effettivo relativo ai punti di dispacciamento per unità di consumo tiene conto dello sbilanciamento complessivo dei punti di prelievo nella competenza di ciascun utente del dispacciamento in una data zona di mercato, senza differenziazione fra punti di prelievo trattati su base oraria e punti di prelievo non trattati su base oraria;
- ai sensi del TILP, il trattamento orario dei punti di prelievo alimentati in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW decorrerà dall'1 aprile 2009, determinando da parte degli operatori la necessità di adeguare le modalità di previsione del carico delle rispettive unità di consumo;
- la deliberazione n. 111/06, attraverso un percorso di introduzione graduale della disciplina di regime, ha previsto – sino al 31 dicembre 2008 - la possibilità per Terna di presentare offerte integrative nel mercato del giorno prima in considerazione delle difficoltà di previsione del carico e della produzione da fonti rinnovabili non programmabili da parte degli operatori di mercato (di seguito: offerte integrative);
- il periodo di tempo intercorso dall'avvio della partecipazione attiva delle unità di consumo al mercato del giorno prima consente di ritenere che gli utenti del dispacciamento abbiano conseguito una esperienza adeguata per una corretta previsione del fabbisogno delle proprie unità di consumo;
- il mancato rinnovo della possibilità per Terna di presentare offerte integrative, fatte salve le situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale, renderebbe più probabili, per quanto estremamente rari, casi in cui in un dato periodo rilevante e in una data zona il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima sia fissato pari a VENF, a causa di errori di previsione del carico da parte degli operatori di mercato, senza che sussista alcuna corrispondente esigenza per Terna di attivare il PESSE nel mercato per il servizio di dispacciamento;
- per effetto della deliberazione n. 280/07, il Gestore dei Servizi Elettrici S.p.A. (di seguito: GSE) è utente del dispacciamento e operatore di mercato di una quota consistente di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili che partecipano al mercato del giorno prima e che il medesimo GSE ha le competenze atte ad effettuare una corretta programmazione della produzione delle predette unità;
- la deliberazione n. 111/06 prevede che la partecipazione della domanda al mercato di aggiustamento alle unità di consumo sia consentita a partire dall'1 gennaio 2009;

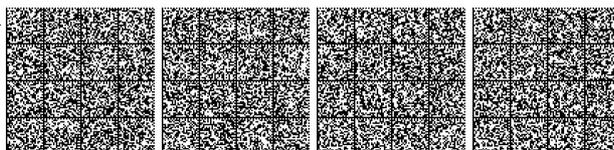
- per permettere aggiustamenti bilaterali della domanda successivi al termine di presentazione delle offerte sul mercato del giorno prima è stata istituita la piattaforma per la variazione dei programmi preliminari di prelievo (di seguito: PAB), e che la partecipazione delle unità di consumo al mercato di aggiustamento renderà non più necessaria tale piattaforma;
- con le lettere 4 dicembre 2008 e 5 dicembre 2008 Terna ed il GME hanno confermato la possibilità di aprire il mercato di aggiustamento alle unità di consumo con decorrenza 1 gennaio 2009, con contestuale disattivazione della PAB.

Considerato, inoltre, che:

- ai sensi del TISP le immissioni ed i prelievi dei punti di connessione che si avvalgono della disciplina dello scambio sul posto (di seguito: punti in scambio) sono considerate separatamente ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento;
- ai sensi del TISP, con decorrenza 1 gennaio 2009, il GSE è utente del dispacciamento in immissione per le unità dei produzione dei punti in scambio;
- la deliberazione ARG/elt 178/08 ha introdotto, per le unità di produzione relative ai punti in scambio, un meccanismo di aggregazione delle misure indipendente dalla programmabilità della fonte primaria e distinto dai meccanismi di aggregazione delle misure previsti per le altre unità di produzione inserite nel contratto di dispacciamento del GSE.

Considerato, infine, che:

- la deliberazione ARG/elt 68/08 ha disposto delle modifiche alla deliberazione n. 111/06 per assicurare la chiusura del mercato del giorno prima in condizioni di inadeguatezza di offerta e al fine di valorizzare correttamente l'energia non fornita ai carichi distaccati; e che tali modifiche produrranno effetti anche per gli anni successivi al 2008;
- i corrispettivi di cui all'articolo 75 e all'articolo 48bis della deliberazione n. 111/06 sono basati su corrispettivi unitari fissati nel TIV nell'ambito delle condizioni economiche per i clienti in maggior tutela ed applicati all'energia elettrica prelevata, al netto della maggiorazione per tenere conto delle perdite standard sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui al comma 12.6 della deliberazione n. 111/06;
- l'Autorità ha riconosciuto a Terna gli oneri derivanti alla medesima dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica, senza tuttavia prevedere le modalità di copertura di tali oneri;
- la disciplina degli sbilanciamenti effettivi di cui all'art. 40 della deliberazione n. 111/06 potrebbe consentire agli operatori di mercato di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili di adottare comportamenti opportunistici nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento volti ad incidere sulla formazione del prezzo nei medesimi mercati.

Ritenuto opportuno:

- nell'ambito del processo di graduale avvicinamento alla disciplina di regime prevista per gli sbilanciamenti effettivi di cui all'articolo 40 della deliberazione n. 111/06, disporre per l'anno 2009, al fine di mitigare gli effetti associati agli errori di previsione del prelievo dei punti non trattati orari, una soglia al di sotto della quale gli sbilanciamenti per unità di consumo vengano valorizzati al prezzo del mercato del giorno prima;
- fissare la soglia di cui al precedente alinea pari al 1,5% del programma vincolante modificato di prelievo;
- confermare la possibilità di partecipazione delle unità di consumo al mercato di aggiustamento, con decorrenza 1 gennaio 2009, prevedendo conseguentemente la soppressione della PAB a partire dalla medesima data;
- non reintrodurre la possibilità per Terna di presentare offerte integrative, fatte salve le situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale;
- anche per i periodi rilevanti e per le zone in cui non è stato attivato il PESSE ma il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima è fissato a VENF, dedurre gli extra-margini MGP di cui all'articolo 74 della deliberazione n. 111/06 dai corrispettivi di cui agli articoli 35 e 36 della deliberazione n. 48/04 riconosciuti al medesimo utente per le unità di produzione ammesse alla remunerazione della capacità produttiva ai sensi dell'articolo 32 della medesima deliberazione;
- prevedere che Terna invii una relazione periodica sulla valutazione degli impatti economici stimati sull'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento connessi alla mancata presentazione delle offerte integrative;
- al fine di garantire una maggiore trasparenza, prevedere che Terna pubblichi, contestualmente al corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento, con separata evidenza i contributi al corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento derivanti:
    - dagli oneri sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento;
    - dall'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo;
    - dall'applicazione dei corrispettivi di aggregazione delle misure;
    - dal recupero degli errori di stima effettuati nel trimestre precedente;
- prevedere che Terna renda pubblica su base mensile la determinazione di un corrispettivo unitario a consuntivo corrispondente ai costi effettivamente sostenuti nel mese precedente per l'approvvigionamento delle risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento dando separata evidenza delle diverse partite economiche che concorrono alla sua formazione, secondo quanto previsto al precedente alinea;
- estendere anche al mercato di aggiustamento le modalità di intervento di Terna in condizioni di inadeguatezza di offerta introdotti dalla deliberazione ARG/elt 68/08 per il mercato del giorno prima;

- anche a seguito del trattamento orario applicato anche a punti di prelievo serviti in maggior tutela, stabilire che i corrispettivi di cui agli articoli 75 e 48bis della deliberazione n. 111/06 si applichino comunque all'energia prelevata al netto della maggiorazione per tenere conto delle perdite standard sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui al comma 12.6 della deliberazione n. 111/06;
- introdurre modalità per la copertura degli oneri derivanti a Terna dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi riconosciuti dall'Autorità con le deliberazioni n. 238/05, 305/06, 98/07, 128/07, 257/07 e correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- prevedere che i saldi economici positivi risultanti a Terna dall'applicazione dal corrispettivo a garanzia della capacità di trasporto sull'interconnessione di cui alla deliberazione n. 162/99 siano utilizzati a copertura degli oneri derivanti a Terna dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere determinati dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- confermare anche per l'anno 2009 le tempistiche di calcolo e fatturazione dei corrispettivi di dispacciamento adottate per l'anno 2008;
- introdurre un unico punto di dispacciamento dedicato alle unità di produzione dei punti in scambio, senza distinzione fra fonti programmabili e non programmabili, prevedendo che ad esso si applichi la disciplina prevista per gli altri punti di dispacciamento relativi ad unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- adottare modifiche della deliberazione n. 111/06 volte ad impedire comportamenti opportunistici nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento da parte degli operatori di mercato di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, volti ad incidere sulla formazione del prezzo nei medesimi mercati

DELIBERA

1. di modificare, a decorrere dall'1 gennaio 2009, l'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, nei termini di seguito indicati:
    a. all'articolo 1, comma 1.1, dopo l'alinea "**unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04** è un'unità di produzione che cede energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 o del comma 41 della legge n. 239/04" è inserito l'alinea "**unità di produzione 74/08** sono le unità di produzione dell'energia elettrica che si avvalgono della disciplina dello scambio sul posto di cui al TISP";
    b. all'articolo 1, comma 1.1, dopo l'alinea "**TILP** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07, come successivamente modificato e integrato" è inserito l'alinea "**TISP** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08";
    c. all'articolo 4, comma 4.l, lettera e), dopo le parole "d.lgs. 387/03 o l. 239/04" sono aggiunte le parole "e le unità di produzione 74/08";

d. all’articolo 8, comma 8.2, lettera g), le parole “da h) a j)” sono sostituite dalle parole “da h) a k)”;

e. all’articolo 8, comma 8.2, dopo la lettera j), è inserita la seguente lettera:

“k) unità di produzione 74/08, indipendentemente dalla fonte primaria.”;

f. all’articolo 30, comma 30.5, dopo la parola “VENF” sono inserite le parole “Il valore del VENF è pari a 3.000 €/MWh.”;

g. all’articolo 30 dopo il comma 30.5 è inserito il seguente comma:

“30.5bis Terna, per ciascun periodo rilevante e per ciascuna zona, presenta un’offerta virtuale di vendita nel mercato del giorno prima così strutturata:

a) la quantità offerta è pari alla somma delle quantità oggetto di offerte di acquisto senza indicazione di prezzo presentate nel mercato del giorno prima da unità di consumo con riferimento al medesimo periodo rilevante;

b) il prezzo offerto è pari a VENF.”;

h. all’articolo 30, comma 30.7, la lettera e) è sostituita dalla seguente:

“e) le offerte di vendita delle unità di produzione CIP6/92,delle unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 e delle unità di produzione 74/08”;

i. all’articolo 31, dopo il comma 31.5 è inserito il seguente comma:

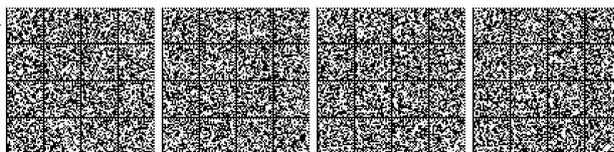
“31.5bis Terna, per ciascun periodo rilevante e per ciascuna zona, presenta un’offerta virtuale di vendita nel mercato di aggiustamento così strutturata:

a) la quantità offerta è pari alla somma delle quantità oggetto di offerte di acquisto senza indicazione di prezzo presentate nel mercato di aggiustamento da unità di consumo con riferimento al medesimo periodo rilevante;

b) il prezzo offerto è pari a VENF.”;

j. all’articolo 31, comma 31.7, la lettera e) è sostituita dalla seguente:

“e) le offerte di vendita delle unità di produzione CIP6/92,delle unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 e delle unità di produzione 74/08”;

k. all’articolo 40, comma 40.6, prima delle parole “Per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili” sono inserite le parole “Fatto salvo quanto previsto al comma 40.6bis” e dopo le parole “non programmabili” sono inserite le parole “nonché per i punti di dispacciamento per unità di produzione 74/08”;

l. all'articolo 40, dopo il comma 40.6, è inserito il seguente comma:

"40.6bis "Per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, nonché per i punti di dispacciamento per unità di produzione 74/08, per i quali sono state presentate sul mercato del giorno prima offerte di vendita a prezzo non nullo oppure per i quali il programma post-MA di immissione risulti differente dal programma post-MGP di immissione il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di cui al comma 40.5."

m. all'articolo 44, comma 44.1, lettera d, dopo le parole "al comma 44.5" sono inserite le parole "al netto della somma di cui al comma 44.1 relativa al trimestre precedente";

n. all'articolo 44, dopo il comma 44.5, sono inseriti i seguenti commi:

"44.6 Entro il giorno 25 (venticinque) di ciascun mese Terna pubblica il corrispettivo unitario a consuntivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento pari al rapporto fra:

a) la somma dei saldi di cui al comma 44.1, lettere da a) a c), relativi al mese precedente;

b) l'energia elettrica prelevata da tutti gli utenti del dispacciamento nel mese precedente.

44.7 Nella pubblicazione di cui al comma 44.3 Terna dà separata evidenza dei contributi, positivi e negativi espressi in c€/kWh, forniti al corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento:

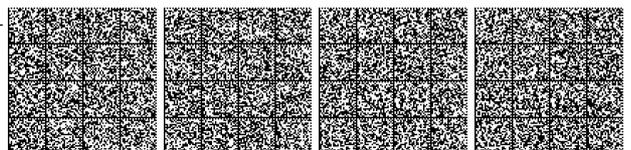
a) dalla somma di cui al comma 44.1;

b) da ciascuno dei saldi stimati ai sensi del comma 44.2.

44.8 Nella pubblicazione di cui al comma 44.6 Terna dà separata evidenza dei contributi, positivi e negativi espressi in €/MWh, forniti al corrispettivo unitario a consuntivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento da ciascuno dei saldi di cui al comma 44.6, lettera a).";

o. all'articolo 48bis, dopo il comma 48bis.3 è inserito il seguente comma:

"48bis.4 Ai fini del presente articolo l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo di cui al comma 48bis.1 trattati su base oraria non è aumentata del fattore percentuale per tenere conto delle perdite standard di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui al comma 12.6."

p. l'articolo 70 è sostituito dal seguente

“**Articolo 70**
Disposizioni relative all’anno 2009

70.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l’anno 2009.

70.2 La qualifica di operatore di mercato qualificato è riconosciuta di diritto al Gestore del mercato elettrico.

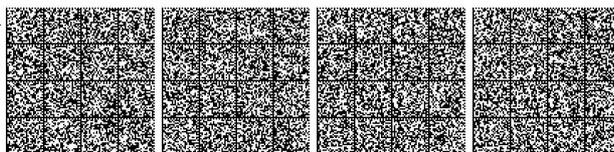
70.3 Entro la fine del mese successivo a quello di competenza, Terna invia alla Direzione Mercati dell’Autorità una relazione contenente la valutazione dell’onere economico stimato per l’approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento derivante dagli scostamenti fra le offerte di acquisto complessivamente presentate dagli operatori nel mercato del giorno prima e le proprie previsioni del carico, nonché dagli scostamenti fra le offerte di vendita complessivamente presentate dagli operatori nel mercato del giorno prima e la propria previsione relativa alla produzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili. Tale onere economico è valutato anche in relazione a quello che Terna avrebbe potuto conseguire operando nel mercato del giorno prima al fine di ridurre i predetti scostamenti.

70.4 Terna in situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale, ai fini della tutela della sicurezza del medesimo sistema, può presentare offerte di acquisto e vendita sul mercato del giorno prima, dandone tempestiva comunicazione al Ministero dello sviluppo economico ed alla Direzione Mercati dell’Autorità.

70.5 I proventi e gli oneri connessi alle offerte di acquisto e alle offerte di vendita presentate da Terna ai sensi del comma 70.4 concorrono alla determinazione del corrispettivo per l’approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all’articolo 44.

70.6 Il corrispettivo unitario per l’approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all’articolo 44, comma 44.3 è maggiorato di un corrispettivo – ITC - a copertura degli oneri derivanti a Terna dall’adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica pari a 0,013 c€/kWh.

70.7 Per le unità di produzione termoelettriche, il costo variabile riconosciuto di cui all’articolo 64, comma 64.6, è pari in ciascun mese al valor medio della fascia di tolleranza determinata da Terna ai fini del controllo delle offerte presentate nel sistema transitorio di offerte di vendita dell’energia elettrica di cui al Titolo II dell’Allegato A della deliberazione n. 67/03.

70.8 Per le unità di produzione idroelettriche, il costo variabile riconosciuto di cui all’articolo 64, comma 64.6, è pari a zero.

70.9 Per le unità di pompaggio, il costo variabile riconosciuto di cui all'articolo 64, comma 64.6, è pari in ciascun mese al prodotto tra:

a) prezzo medio di valorizzazione nel mercato del giorno prima dell'energia elettrica utilizzata dall'unità ai fini del pompaggio; e

b) un fattore correttivo pari al rapporto tra l'energia elettrica utilizzata dall'unità nel mese ai fini del pompaggio e l'energia elettrica prodotta dall'unità nel medesimo mese."

q. l'articolo 72 è sostituito dal seguente

"Articolo 72

Quantificazione e liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2009

72.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2009.

72.2 Con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di consumo non rilevanti, i corrispettivi di cui al precedente articolo 40 si applicano esclusivamente alla quota dello sbilanciamento effettivo che eccede l'1.5% del programma vincolante modificato di prelievo relativo al punto di dispacciamento. Per la restante quota si applica il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b).

72.3 Terna determina l'energia elettrica immessa per punto di dispacciamento e per periodo rilevante, l'energia elettrica prelevata per punto di dispacciamento e per periodo rilevante di cui al comma 33.4 entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza.

72.4 L'utente del dispacciamento, il Gestore del mercato elettrico e gli operatori di mercato pagano o ricevono i corrispettivi di cui all'articolo 38 ed il corrispettivo di cui all'articolo 36 entro i medesimi termini previsti dalla Disciplina per la regolazione dei pagamenti sul mercato elettrico.

72.5 Terna calcola i corrispettivi di cui agli articoli da 40 a 43, al comma 44.5 e agli articoli da 45 a 48 entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza.

72.6 Terna paga il corrispettivo di cui al comma 33.6 entro il giorno trenta (30) del terzo mese successivo a quello di competenza.

72.7 Terna calcola i saldi di cui al comma 44.1 lettere a) e b) e i proventi di cui al comma 44.1 lettera d) con riferimento al secondo, terzo e quarto mese precedente e calcola il saldo di cui al comma 44.1 lettera c) con riferimento al terzo, quarto e quinto mese precedente.";

r. all'articolo 74, comma 74.3, dopo le parole "in cui si è verificata la condizione di inadeguatezza di cui al comma 60bis.1" sono aggiunte le parole "o in cui è risultata accettata, anche parzialmente, in esito al mercato del giorno prima l'offerta virtuale di Terna di cui al comma 30.5bis";

s. all'articolo 75, comma 75.1, lettera a) dopo le parole "tutti i clienti finali" sono aggiunte le parole "non domestici";

t. all'articolo 75, dopo il comma 75.4, è inserito il seguente comma:

"75.5 Ai fini del presente articolo l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo di cui al comma 75.1 trattati su base oraria non è aumentata del fattore percentuale per tenere conto delle perdite standard di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui al comma 12.6;"

2. di disporre che Terna utilizzi il saldo economico positivo nella propria disponibilità derivante dall'applicazione del corrispettivo a garanzia della capacità di trasporto sull'interconnessione di cui all'articolo 5, comma 5.4 della deliberazione n. 162/99 a copertura dei costi riconosciuti derivanti dall'adesione della stessa Terna ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 risultante dalle modifiche di cui al punto 1 del presente provvedimento, eliminando dal medesimo Allegato gli articoli che cessano di produrre effetti all'1 gennaio 2009;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore con decorrenza dall'1 gennaio 2009.

Milano, 23 dicembre 2008

Il presidente: Ortis

09A00793

DELIBERAZIONE 23 dicembre 2008.

Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico ai fini dell'attuazione dell'articolo 20, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, come interpretato dall'articolo 3-*bis* del decreto legge 23 ottobre 2008, n. 162, convertito con modificazioni, in legge 22 dicembre 2008, n. 201. (Deliberazione ARG/elt 204/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

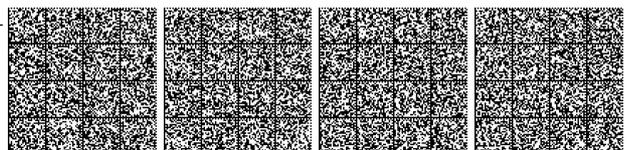
Nella riunione del 23 dicembre 2008

Visti:

- il Trattato dell'Unione Europea, nella versione consolidata 2002/C325/01 (di seguito: il Trattato);
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- il regolamento (CE) n. 659/99 del Consiglio del 22 marzo 1999, recante modalità di applicazione dell'articolo 88 del Trattato (di seguito: regolamento n. 659/99);
- il regolamento (CE) n. 794/04 della Commissione Europea (di seguito: la Commissione), del 21 aprile 2004, recante disposizioni di esecuzione del regolamento n. 659/99;
- il Decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165 (d seguito: DPR n. 1165/63);
- la legge 7 agosto 1982, n. 529 (di seguito: legge n. 529/82);
- la legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la legge 17 aprile 2003, n. 83 di conversione, con modifiche, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25;
- la legge 14 maggio 2005, n. 80 di conversione, con modifiche, del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 (di seguito: legge n. 80/05);
- la legge 22 dicembre 2008, n. 201, recante conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 23 ottobre 2008, n. 162 (di seguito: decreto legge 162/08);
- la decisione della Commissione C (2006) 3225 def (di seguito: decisione C(2006) 3225 def);
- la decisione della Commissione C (2007) 5400 del 20 novembre 2007(di seguito: C(2007) 5400);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 204/99 (di seguito: deliberazione n. 204/99);

- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 e in particolare l'allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Testo integrato 2004-2007);
- la deliberazione dell'Autorità 9 agosto 2004, n. 148/04;
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2006, n. 190/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 319/06;
- la deliberazione dell'Autorità 25 giugno 2007, n. 145/07;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 159/07 (di seguito: deliberazione n. 159/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 238/07 (di seguito: deliberazione n. 238/07);
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2007, n. 266/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 38/08;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2008, ARG/elt 138/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008 ARG/elt 191;
- la comunicazione dell'Autorità dell'11 febbraio 2004, prot. PB/M04/452/ao (di seguito: comunicazione 11 febbraio 2004);
- la comunicazione dell'Autorità del 20 ottobre 2005, prot. EF/M05/4176/ao (di seguito: comunicazione 20 ottobre 2005);
- la comunicazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 13 dicembre 2007, prot. n. 2153 (prot. generale Autorità n. 676 del 11 gennaio 2008);
- la comunicazione della Cassa del 17 gennaio 2008, prot. n. 84 (prot. generale Autorità n. 1625 del 21 gennaio 2008);
- la comunicazione del Ministro dello Sviluppo Economico del 7 marzo 2008, prot. 3481 (prot. generale Autorità n. 7125 dell'11 marzo 2008);
- le sentenze del Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia (di seguito: TAR Lombardia) n. 1146 e n. 1147 del 2005;
- la relazione illustrativa dell'emendamento 3.0.2, Atto Senato 1152 (di seguito: relazione illustrativa).

Considerato che:

- l'articolo 6 del DPR n. 1165/63, nell'ambito del processo di nazionalizzazione del settore elettrico italiano, ha riconosciuto alla "Terni – Società per l'industria e l'Elettricità" S.p.A. (di seguito: Terni S.p.A), condizioni speciali di fornitura di energia elettrica per complessivi 1.620 GWh/anno, con potenza di complessivi 270 MW, a valere fino al 31 dicembre 1992;

- l'articolo 20, comma 4, della legge n. 9/91, ha disposto che "le forniture di energia elettrica prevista dall'articolo 6 del DPR n. 1165/63, per le quantità e i prezzi di cui agli articoli 7 e 8 dello stesso decreto sono prorogate sino al 31 dicembre 2001" e che "a quella data, tali forniture verranno ridotte in misura progressivamente decrescente, secondo quanto disposto dall'articolo 4 della legge n. 529/82, nei successivi sei anni; e che detta norma è stata oggetto di reiterate istanze di interpretazione da parte delle aventi causa della Terni S.p.A.;
- l'interpretazione autentica del citato articolo 20 della legge n. 9/91, è stata fornita con l'articolo 3-bis del decreto legge n. 162/08, ove è precisato che "il secondo periodo dell'articolo 20, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, si interpreta nel senso che le forniture di energia elettrica ivi previste sono erogate, ai sensi dell'articolo 4 della legge 7 agosto 1982 n. 529, in misura decrescente nei sei anni successivi secondo decrementi annuali calcolati in progressione aritmetica";
- la relazione illustrativa all'emendamento che ha previsto l'introduzione del citato articolo 3-bis, fa riferimento alla progressione aritmetica dei numeri naturali;
- l'applicazione della progressione aritmetica dei numeri naturali corrisponde ad una sequenza di riduzioni così che la riduzione del secondo anno è doppia rispetto a quella del primo, quella del terzo è tripla di quella del primo e così via;
- il quadro normativo sopra delineato fa riferimento alle forniture della Terni S.p.A., nella prospettiva di unicità del soggetto beneficiario.

Considerato che:

- a partire dall'anno 2000, ai sensi della deliberazione n. 204/99, ai clienti beneficiari titolari di regimi tariffari speciali, ivi inclusa la Terni S.p.A. e sue aventi causa, le condizioni speciali sono garantite tramite il riconoscimento di una specifica componente compensativa (di seguito: componente compensativa), applicata dall'impresa distributrice competente;
- a partire dall'anno 2004, per effetto della deliberazione n. 148/04, recante modifiche al Testo integrato 2004-2007, la quantificazione ed erogazione della componente compensativa è stata affidata alla Cassa;
- con le comunicazioni 11 febbraio 2004 e 20 ottobre 2005, l'Autorità ha chiarito che in relazione alle modalità di attribuzione per fasce orarie dei quantitativi di energia elettrica assoggettabili al regime agevolato spettante alla Terni S.p.A. e sue aventi causa, l'unico vincolo posto dalla normativa è quello riferito alla potenza in relazione alla quale è accordata l'agevolazione;
- per effetto delle sentenze del TAR Lombardia n. 1146/2005 e 1147/2005, restando pendente la decisione del Consiglio di Stato, è stata annullata parzialmente la deliberazione n. 148/04, in particolare nella parte in cui prevedeva che il calcolo della componente compensativa avvenisse con riferimento alla spesa effettivamente sostenuta sul mercato libero dal beneficiario del regime speciale.

Considerato inoltre che:

- la legge n. 80/05, all'articolo 11, comma 11, ha disposto, tra l'altro, la proroga fino al 31 dicembre 2010 di regimi tariffari speciali per la fornitura di energia elettrica, incluso quello relativo alla Terni S.p.A. e sue aventi causa;
- la Commissione, con decisione C(2006) 3225 def, ha avviato la procedura di indagine formale in merito alla proroga fino al 31 dicembre 2010 dei regimi tariffari speciali per la fornitura di energia elettrica, di cui al richiamato articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05;
- in conseguenza della decisione di cui al precedente punto, con deliberazione n. 190/06, l'Autorità ha subordinato l'erogazione delle componenti compensative relative ai regimi tariffari speciali alla presentazione, da parte del cliente che ne beneficia, di una specifica garanzia di pagamento alla Cassa;
- con la decisione C(2007) 5400, la Commissione ha ritenuto incompatibile con le norme del Trattato la misura di proroga del regime tariffario speciale esistente per la Terni S.p.A. e sue aventi causa, di cui all'articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05 ed ha imposto il recupero delle somme eventualmente erogate, a tale titolo, nel corso degli anni 2005, 2006 e 2007.

Ritenuto opportuno:

- dare disposizioni alla Cassa affinché provveda a rideterminare la componente compensativa spettante nel periodo 2002-2007 alla Terni S.p.A. e sue aventi causa, in coerenza con l'interpretazione autentica di cui all'articolo 3-bis del decreto legge n. 162/08;
- disporre che le eventuali maggiori compensazioni spettanti alla Terni S.p.A. e sue aventi causa per effetto della rideterminazione di cui al precedente punto, vengano erogate tenuto conto delle somme dovute in restituzione per effetto della decisione della Commissione Europea C(2007) 5400, ivi inclusi gli interessi, e delle garanzie rilasciate ai sensi della deliberazione n. 190/06;
- che la maggior compensazione non erogata di cui al precedente punto, relativa alle somme dovute in restituzione per effetto della decisione della Commissione Europea C(2007) 5400, ivi inclusi gli interessi, venga accantonata dalla Cassa, salvo adempimento da pare delle aventi causa della Terni S.p.A. degli obblighi di restituzione citati

DELIBERA

1. di dare mandato alla Cassa per l'immediata rideterminazione delle compensazioni spettanti alla Terni S.p.A. e sue avanti causa, nel periodo 2002-2007, in applicazione dell'articolo 20, comma 4 della legge n. 9/91, come interpretata dall'articolo 3-bis del decreto legge n. 162/08;
2. di prevedere che la Cassa, ai fini della rideterminazione di cui al punto 1, si attenga ai seguenti criteri:
    a. ai fini della riduzione nel periodo 2002-2007 delle quantità oggetto del regime speciale, sia in termini di energia prelevata che in termini di potenza, si fa riferimento alla progressione aritmetica dei numeri

naturali, ottenendo le quantità indicate nella tabella 1 allegata al presente provvedimento;

b. la componente compensativa è calcolata con riferimento ai consumi complessivi, per ciascun mese e in ciascuna fascia oraria del periodo 2002-2007, delle aventi causa della Terni S.p.A., come se le medesime facessero parte del medesimo soggetto giuridico;

c. ai fini dell'attribuzione per fasce orarie dei quantitativi di energia elettrica oggetto del regime speciale spettante alle aventi causa della Terni S.p.A., i medesimi sono determinati nei limiti della potenza agevolata in ciascun anno;

d. ai fini del calcolo della componente compensativa spettante complessivamente alle aventi causa della Terni S.p.A., la Cassa fa riferimento agli addebiti risultanti dall'applicazione dei corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato in coerenza con quanto previsto dal comma 73.5, lettera a, del Testo integrato 2004-2007, salvo quanto disposto per il periodo successivo al 30 giugno 2007 dall'articolo 7 della deliberazione n. 159/07 e dall'articolo 5 della deliberazione n. 238/07;

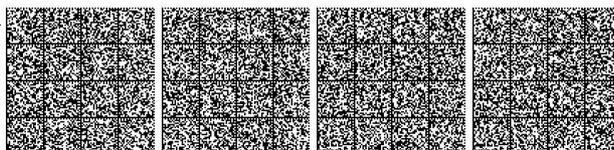
3. di disporre che, qualora in esito alla rideterminazione di cui al punto 1, secondo i criteri di cui al punto 2, la compensazione complessivamente spettante alle aventi causa della Terni S.p.A. risulti superiore a quanto già riconosciuto dalla Cassa ai medesimi soggetti in applicazione della legge n. 9/91, la Cassa:
    a. accantoni le somme dovute in restituzione da parte delle aventi causa della Terni S.p.A., per effetto della decisione della Commissione Europea C(2007) 5400, fino ad adempimento da parte delle medesime aventi causa della Terni S.p.A. degli obblighi di restituzione previsti dalla citata decisione;
    b. eroghi le eventuali somme eccedenti l'accantonamento di cui alla lettera a.;
4. di prevedere che la Cassa, ai fini della ripartizione tra le aventi causa della Terni S.p.A. della maggiore compensazione erogata ai sensi del precedente punto 3, si attenga ai criteri che le medesime aventi causa comunicheranno congiuntamente alla Cassa;
5. di prevedere che la Cassa, ai fini dell'erogazione delle somme spettanti alle aventi causa della Terni S.p.A., possa ricorrere a quanto previsto dal comma 54.3 del TIT;
6. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 23 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

Tabella 1 - Energia e potenza agevolata con riduzione in progressione aritmetica

Anno	**Energia agevolata (kWh)**	**Potenza agevolata (kW)**
2002	1.562.142.857	260.357
2003	1.446.428.571	241.071
2004	1.272.857.143	212.143
2005	1.041.428.571	173.571
2006	752.142.857	125.357
2007	405.000.000	67.500
2008	0	0

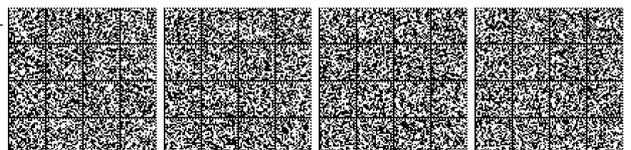
09A00794

DELIBERAZIONE 23 dicembre 2008.

Istituzione di un'anagrafica per gli impianti di produzione di energia elettrica e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica. (Deliberazione ARG/elt 205/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

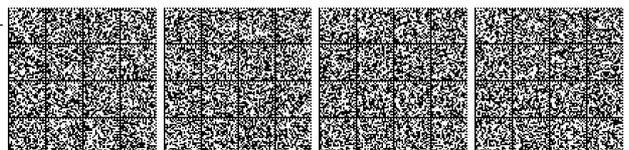
Nella riunione del 23 dicembre 2008

Visti:

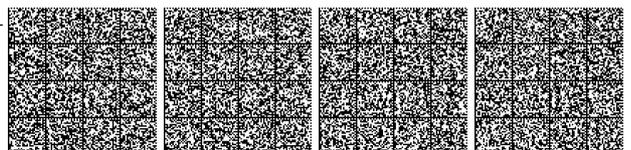
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica che abroga la direttiva 96/92/CE (di seguito: la direttiva 2003/54/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: decreto legislativo n. 379/03);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/07 (di seguito: decreto legislativo n. 20/07);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003 recante approvazione del testo integrato della Disciplina del mercato elettrico e assunzione di responsabilità del Gestore del mercato elettrico S.p.A. relativamente al mercato elettrico (di seguito: decreto ministeriale 19 dicembre 2003) ed, in particolare, l'articolo 5;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 25 luglio 2006, n. 160/06 (di seguito: deliberazione n. 160/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 e sue successive modifiche (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2007, n. 40/07 (di seguito: deliberazione n. 40/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07 e sue successive modifiche (di seguito: deliberazione n. 89/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2007, n. 328/07.
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 e sue successive modifiche (di seguito: TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 115/08);
- il documento per la consultazione 18 novembre 2008 relativo alla "Realizzazione di una anagrafica comune per gli impianti di produzione di energia elettrica e per gli operatori elettrici. Razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore elettrico" (di seguito: documento per la consultazione 18 novembre 2008);
- le risposte al documento per la consultazione 18 novembre 2008.

Considerato che:

- ai sensi della legge n. 481/95, l'Autorità è investita di una generale funzione di regolazione e della specifica funzione di promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta dei servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica;
- ai sensi dell'articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04, come modificato e integrato dal decreto legislativo n. 20/07, l'Autorità è tenuta ad effettuare annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione;
- ai sensi del decreto ministeriale 19 dicembre 2003, l'Autorità definisce i criteri per la costruzione di indici di prezzo per il mercato dell'energia elettrica, da parte del Gestore del mercato elettrico S.p.A. (di seguito: GME), e per il mercato del servizio di dispacciamento, da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa - ora, Terna S.p.A. (di seguito: Terna) -, nonché un meccanismo per il controllo dell'esercizio del potere di mercato e le modalità per il monitoraggio dell'andamento dei prezzi sul mercato elettrico;
- in seguito all'attività svolta dalla Direzione Mercati dell'Autorità nell'ambito del monitoraggio della generazione distribuita è emersa:
  - una notevole difficoltà a monitorare il sistema in mancanza di un preciso obbligo imposto al produttore di registrare le caratteristiche del suo impianto su un determinato registro elettronico;
  - l'impossibilità di poter estrarre informazioni sul singolo impianto di produzione nel caso in cui ad uno stesso punto di connessione con la rete (rete con obbligo di connessione di terzi) siano connessi più impianti;
  - una enorme difficoltà a poter interoperare i vari database presenti nel sistema e gestiti dai vari soggetti sistemici, difficoltà che deriva innanzitutto dalla mancanza di una codifica univoca per gli impianti;
- le criticità di cui al precedente alinea hanno condotto l'Autorità ad emanare la deliberazione ARG/elt 115/08 che, tra l'altro:
  - prevede l'integrazione dei dati di monitoraggio gestiti da GME, Terna e GSE usando denominazioni, codifiche, unità di misura e formati uniformi concordati fra i medesimi soggetti tramite un'apposita convenzione, onde consentire alla Direzione Mercati l'analisi incrociata dei dati immagazzinati nei differenti data warehouse realizzati in ottemperanza alla medesima delibera;
  - conferisce mandato al Direttore della Direzione Mercati per la predisposizione di una proposta di costituzione di anagrafiche comuni fra i soggetti istituzionali per l'identificazione univoca degli impianti di produzione, dei soggetti firmatari delle convenzioni con GSE per il ritiro dell'energia ai sensi della deliberazione n. 280/07, degli utenti del dispacciamento e degli operatori di mercato.

Considerato inoltre che:

- sulla base delle esigenze acquisite nei termini sopra descritti, l'Autorità, con il documento di consultazione n. 34/08, ha indicato i propri orientamenti in materia di razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore elettrico e di realizzazione di un'anagrafica unica di sistema per gli impianti di produzione di energia elettrica;

- le osservazioni dei soggetti interessati pervenute in esito al summenzionato processo di consultazione hanno evidenziato:
  - un apprezzamento e condivisione degli obiettivi proposti dall'Autorità in quanto finalizzati al perseguimento di una semplificazione e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore elettrico che, a regime, porterà significativi benefici in termini di riduzione del tempo dedicato dagli operatori alla predisposizione della reportistica verso GME, GSE, Terna e gli altri gestori di rete e consentirà a tali soggetti di svolgere le verifiche di coerenza dei dati in modo più efficiente;
  - un consenso sulla necessità di realizzare un'anagrafica unica e centralizzata degli impianti di produzione e sulla necessità di introdurre un meccanismo di codifica univoco ed unico per gli impianti di produzione e per le sezioni e i gruppi di generazione;
  - una sostanziale condivisione delle modalità di popolamento dell'anagrafica impianti. A tal proposito, le imprese distributrici ritengono stringente il termine del 31 marzo 2009 per comunicare a Terna l'elenco degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alla loro rete ed, inoltre, chiedono che sia Terna ad inviare ai singoli gestori le informazioni già nella sua disponibilità e che successivamente i gestori di rete provvedano ad integrarle;
  - una sostanziale condivisione della necessità di prevedere un meccanismo di validazione e di certificazione dei dati presenti nell'anagrafica impianti; nondimeno i gestori di rete, vista la mancanza di competenze specifiche del loro personale, hanno espresso perplessità sulla possibilità che tali verifiche possano essere da loro effettuate e hanno proposto l'affidamento di eventuali procedure di certificazione dei dati a soggetti terzi, quali ad esempio gli enti di certificazione. È stato, tuttavia, evidenziato che il gestore di rete può comunque effettuare un controllo di congruità fra i dati comunicati dal produttore e i dati già in possesso del gestore medesimo;
  - la necessità di prevedere che l'anagrafica centralizzata permetta di acquisire informazioni di dettaglio relative alla presenza, alla localizzazione e alla tipologia delle apparecchiature di misura, nonché gli schemi elettrici unifilari degli impianti con l'indicazione di tutti i gruppi di misura;
  - la necessità di costituire un gruppo di lavoro tra Terna, GSE, distributori ed Autorità che si occupi di analizzare i processi e le criticità connesse al processo di integrazione dei diversi database;
  - la necessità di prevedere un periodo di transizione dedicato:
    a) all'implementazione dei necessari processi e all'adeguamento dei sistemi operativi dei diversi operatori elettrici,
    b) alla definizione di "una carta di servizi" tra le differenti società impattate dai citati flussi informativi, che disciplini sia le tempistiche di comunicazione e aggiornamento dei differenti dati, sia il protocollo di trasmissione dei medesimi dati tra la società detentrice dell'anagrafica comune e i vari operatori elettrici;
  - una divergenza di opinioni tra i diversi soggetti sulla necessità e sulle modalità con le quali pervenire alla realizzazione di un'anagrafica unica degli operatori elettrici.

Ritenuto opportuno:

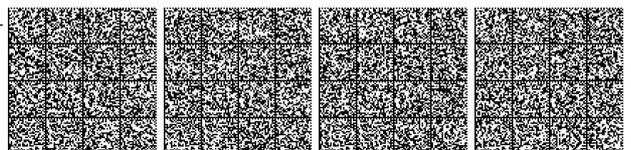
- razionalizzare i flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore elettrico ai fini di semplificare i processi e ridurre le incombenze derivanti dagli obblighi informativi in capo agli operatori elettrici;
- costituire un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica che consenta di identificare in modo univoco gli impianti di produzione per facilitare:
  - l'allineamento dei database gestiti dai diversi soggetti istituzionali e sistemici del settore elettrico (Autorità, GME, Terna, GSE, gestori di rete);
  - il confronto dei dati archiviati nei medesimi database;
  - l'interoperabilità dei medesimi database;
- prevedere che il database che contiene le predette anagrafiche sia strutturato in modo tale da attribuire, una volta completata la registrazione dell'impianto di produzione, a ciascun impianto di produzione, nonché a ciascuna sezione e a ciascun gruppo di generazione in cui tale impianto è suddivisibile un codice identificativo univoco ed uniforme a livello nazionale;
- prevedere che Terna entro il 30 aprile 2009 elabori e sottoponga alla verifica del Direttore della Direzione Mercati la sintassi dei codici identificativi di cui al precedente alinea;
- porre in capo ai produttori l'obbligo di compilare la predetta anagrafica;
- prevedere che il processo di popolamento della predetta anagrafica decorra a partire dal 7 gennaio 2009;
- prevedere due distinte modalità di popolamento dell'anagrafica per gli impianti entrati in esercizio prima del 1 gennaio 2009 e per quelli entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2008;
- prevedere, in particolare:
  - per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2008 un meccanismo di popolamento dell'anagrafica che ricalchi, a meno di alcune modifiche volte a migliorarne l'efficacia e l'efficienza e tese ad integrare tale processo nella nuova disciplina delle connessioni attive introdotta dal TICA, l'attuale sistema di censimento degli impianti di generazione connessi alla rete di bassa tensione introdotto dall'Autorità con la deliberazione n. 89/07 (CENSIMP);
  - per gli impianti entrati in esercizio prima del 1 gennaio 2009, che Terna predisponga un piano con le tempistiche e le procedure per la comunicazione e la validazione dei dati relativi ai predetti impianti da parte di ciascun produttore;
- prevedere, al fine di agevolare il popolamento degli impianti entrati in esercizio prima del 1 gennaio 2009 che i gestori di rete, entro il 31 marzo 2009, comunichino a Terna, secondo modalità definite dalla medesima , l'elenco dei predetti impianti di produzione di energia elettrica connessi alla loro rete;
- effettuare ulteriori approfondimenti in merito alle procedure di validazione e di certificazione dei dati inseriti dai produttori nell'anagrafica impianti, rinviando ad un successivo provvedimento le modalità di attuazione delle predette procedure;
- rinviare ad un successivo provvedimento la previsione che l'anagrafica centralizzata permetta di acquisire informazioni di dettaglio relative alla presenza, alla localizzazione e alla tipologia delle apparecchiature di misura, nonché gli schemi elettrici unifilari degli impianti con l'indicazione di tutti i gruppi di misura;

- conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati di istituire un gruppo di lavoro fra gli Uffici della medesima Direzione, Terna, GSE, GME, gestori di rete e produttori al fine di definire le azioni, i passaggi e le tempistiche che si rendono necessari a garantire il passaggio dai codici SAPR e RUP ai nuovi codici identificativi e l'interoperabilità dei database di GSE, GME, Terna e gli altri gestori di rete;
- prevedere un eventuale periodo transitorio non superiore a sei mesi in cui si utilizzino parallelamente sia le vecchie codifiche che le nuove al fine di collaudare e verificare il corretto funzionamento dei sistemi;
- effettuare ulteriori approfondimenti in merito alla realizzazione di un'anagrafica unica degli operatori elettrici, rinviando ad un successivo provvedimento le modalità di realizzazione della predetta anagrafica

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai soli fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 del TICA, le definizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 115/08, nonché le ulteriori definizioni di seguito riportate:
- **operatore elettrico** è il titolare di impianti di produzione di energia elettrica, il soggetto che ha la disponibilità di impianti di generazione elettrica, il soggetto firmatario di convenzioni con il GSE per la cessione di energia in ritiro amministrato o per l'ottenimento di incentivi, l'utente del dispacciamento, l'operatore di mercato;
- **produttore** è il titolare di impianti di produzione di energia elettrica o il soggetto che ne ha la disponibilità, ivi incluso il soggetto richiedente la connessione secondo quanto stabilito all'articolo 30 bis del TICA.

Articolo 2
Oggetto e finalità

2.1 Il presente provvedimento reca disposizioni per:
a) la razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore elettrico finalizzata alla semplificazione dei processi e alla riduzione delle incombenze derivanti dagli obblighi informativi in capo agli operatori elettrici;
b) la costituzione di un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica che consenta di identificare in modo univoco gli impianti di produzione al fine di facilitare:
   i l'allineamento dei database gestiti dai diversi soggetti istituzionali e sistemici del settore elettrico (Autorità, GME, Terna, GSE, gestori di rete),
   ii il confronto dei dati archiviati nei medesimi database,
   iii l'interoperabilità dei medesimi database.

Articolo 3
Istituzione dell'anagrafica unica degli impianti di produzione

3.1 Ai fini del perseguimento delle finalità di cui all'articolo 2, Terna realizza, gestisce, manutiene e sviluppa un database contenente l'anagrafica di tutti gli impianti di produzione di energia elettrica connessi direttamente o indirettamente alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi in conformità ai criteri di cui al presente provvedimento.

3.2 Il database di cui al comma 3.1, che censisce tutti gli impianti di produzione di energia elettrica connessi alla rete elettrica italiana, denominato CENSIMP, deve essere operativo a partire dal 7 gennaio 2009 e deve contenere tutti i dati tecnici relativi a ciascun impianto di produzione connesso alla rete elettrica, nonché le caratteristiche di ciascuna sezione, gruppo di generazione, motore primo e generatore elettrico in cui può essere suddiviso ciascun impianto di produzione.

3.3 Il database di cui ai commi precedenti deve essere strutturato in modo tale da attribuire, una volta completata la registrazione dell'impianto di produzione, a ciascun impianto di produzione, nonché a ciascuna sezione e a ciascun gruppo di generazione in cui tale impianto è suddivisibile, un codice identificativo univoco ed uniforme a livello nazionale secondo i criteri e le disposizioni di cui all'articolo 6 del presente provvedimento.

Articolo 4
Obblighi di registrazione in CENSIMP e sanzioni per l'inottemperanza agli obblighi

4.1 Ai fini del perseguimento degli obiettivi di cui all'articolo 1 tutti i produttori hanno l'obbligo di popolare CENSIMP con le informazioni necessarie a completare la procedura di registrazione dell'impianto, nonché di aggiornare le predette informazioni ogni qualvolta l'impianto sia oggetto di interventi che determinino una qualsiasi variazione dei dati tecnici presenti in CENSIMP.

4.2 Il produttore è responsabile dell'accuratezza dei dati dichiarati in CENSIMP, della loro correttezza e veridicità. A tal fine Terna si riserva di chiedere rettifiche e/o motivazioni a supporto dei dati registrati dal produttore e di effettuare verifiche, anche per il tramite del gestore di rete cui l'impianto è connesso:
a) attraverso il confronto con i dati precedentemente acquisiti ed in proprio possesso;
b) in occasione di eventi di rete;
c) mediante ispezioni.

4.3 Qualora le verifiche di cui al comma 4.2 diano esito negativo, ossia ove emergano discrepanze fra i dati dichiarati dal produttore e quanto accertato da Terna, l'impianto viene sospeso dall'iscrizione nei registri utilizzati ai fini del dispacciamento e Terna ne dà comunicazione all'Autorità per i provvedimenti di propria competenza. La sospensione è revocata a valle della rettifica dei dati la cui verifica ha dato esito negativo.

4.4 La mancata ottemperanza agli obblighi di cui al presente provvedimento, salvo che il fatto costituisca reato, può costituire presupposto per l'irrogazione, da parte dell'Autorità, di sanzioni amministrative, ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

Articolo 5

Meccanismo di popolamento di CENSIMP per gli impianti connessi alla rete dopo il 31 dicembre 2008

5.1 Fermi restando gli obblighi di cui all'articolo 4 del presente provvedimento, al fine di garantire il popolamento di CENSIMP da parte dei produttori connessi alla rete in data successiva al 31 dicembre 2008, in mancanza della ricevuta di attestazione dell'avvenuta registrazione dell'impianto di produzione in CENSIMP di cui all'articolo 30bis del TICA, i gestori di rete negano il completamento delle procedure per la messa in servizio degli impianti.

5.2 Dopo l'articolo 30 del TICA è aggiunto il seguente articolo: "

TITOLO V

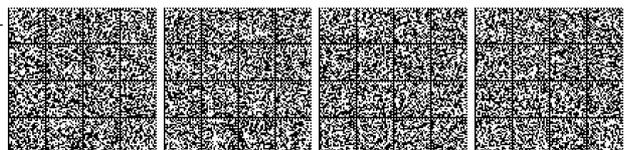
OBBLIGHI INFORMATIVI

Articolo 30 bis

Obblighi di natura informativa

30bis.1 Prima dell'entrata in esercizio dell'impianto di produzione di energia elettrica e comunque successivamente all'accettazione del preventivo per la connessione e alla conclusione dell'iter autorizzativo, nel caso di impianti connessi in bassa e media tensione, e nel periodo intercorrente tra l'ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione dell'impianto e l'invio della richiesta di soluzione tecnica minima di dettaglio di cui all'articolo 22, nel caso di impianti connessi alla rete in alta e altissima tensione, il soggetto richiedente la connessione:

a) provvede a comunicare alla società Terna, tramite CENSIMP, secondo condizioni stabilite da Terna, in coerenza con quanto disposto dalla deliberazione dell'Autorità ARG/elt 205/08, le informazioni relative all'impianto di produzione, nonché il codice pratica (codice CP) di cui agli articoli 6, comma 6.3, lettera g), e 19, comma 19.1, lettera e), del presente provvedimento e il codice che il gestore di rete utilizza per identificare l'impianto all'interno dei propri sistemi informativi, ove già comunicato dal gestore di rete;
b) è tenuto a trasmettere al gestore di rete cui l'impianto verrà connesso l'attestazione rilasciata da Terna dell'avvenuta comunicazione dei dati di impianto di cui alla lettera a).

30bis.2 Quanto disposto al comma 30bis.1, costituisce pregiudiziale ai fini dell'entrata in esercizio dell'impianto, pertanto il gestore di rete verifica, prima di effettuare il parallelo, l'avvenuta trasmissione, da parte del soggetto richiedente la connessione, dell'attestazione di cui al comma 30bis.1, lettera b).

30bis.3 Terna rende disponibili ai gestori di rete, al Gestore dei servizi elettrici e ai richiedenti la connessione, le informazioni di cui al comma 30bis.1, lettera a), necessarie ai medesimi per le attività di propria competenza.

30bis.4 Mensilmente, entro il 15 del mese successivo a quello di riferimento, i gestori di rete trasmettono a Terna, secondo modalità da quest'ultima definite, un elenco degli impianti connessi alla loro rete con obbligo di connessione di terzi entrati in esercizio nel predetto mese di riferimento, riportando per ogni impianto:

a) il codice SAPR quale codice identificativo di cui all'articolo 37, comma 37.1, della deliberazione n. 111/06 relativo al punto di immissione dell'energia elettrica, unico per impianto, univocamente generato da Terna e comunicato all'impresa distributrice;
b) la data di primo parallelo dell'impianto;
c) il codice CP e il codice che il gestore di rete utilizza per identificare l'impianto all'interno dei propri sistemi informativi di cui al comma 30bis.1;

30bis.5 L'attestazione rilasciata da Terna dell'avvenuta comunicazione dei dati di impianto di cui al comma 30bis.1, lettera a), contiene tutte le informazioni inserite all'interno di CENSIMP ed in particolare i codici CENSIMP relativi all'impianto, alle sezioni e ai gruppi di generazione che compongono l'impianto medesimo, il codice SAPR relativo al punto di immissione in rete dell'energia elettrica prodotta dall'impianto, il codice CP e il codice che il gestore di rete utilizza per identificare l'impianto all'interno dei propri sistemi informativi.".

5.3 Le disposizioni di cui ai commi 5.1 e 5.2 del presente provvedimento valgono anche per gli impianti di produzione di energia elettrica connessi alla rete successivamente al 7 gennaio 2009 e che hanno presentato richiesta di connessione alla rete prima del 1 gennaio 2009.

Articolo 6

Meccanismo di popolamento di CENSIMP per gli impianti connessi alla rete prima del 1 gennaio 2009

6.1 Fermi restando gli obblighi di cui all'articolo 4 del presente provvedimento, Terna, in collaborazione col GSE, procede, nell'ambito della procedura di allineamento delle anagrafiche prevista dalla Relazione Tecnica a corredo della Convenzione di cui all'articolo 3, comma 3.7, lettera c), della deliberazione ARG/elt 115/08, a raccogliere tutti i dati relativi agli impianti già connessi e oggetto di una convenzione col GSE, prevedendo apposite procedure attraverso le quali pervenire a completare il popolamento di CENSIMP in relazione ai suddetti impianti.

6.2 Entro il 31 marzo 2009, tutti i gestori di rete comunicano a Terna, secondo modalità definite dalla medesima , l'elenco degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alla loro rete in data antecedente al 1 gennaio 2009 completo dei dati contenuti nei loro registri elettronici dei punti di immissione, nonché di ogni altra informazione in loro possesso relativa ai dati tecnici di impianto necessari al popolamento di CENSIMP. A tal fine, entro il 31 gennaio 2009, Terna predispone ed invia a ciascun gestore di rete:
   a) l'elenco nella sua disponibilità degli impianti connessi alla rete del predetto gestore ;
   b) le informazioni di cui Terna ritiene necessario disporre per il popolamento di CENSIMP.

6.3 I gestori di rete provvedono a completare l'elenco di cui al comma 6.2 entro il 31 marzo 2009, effettuando un confronto fra i dati presenti nell'elenco inviato da Terna e i dati presenti nei loro database ed evidenziando eventuali incongruenze.

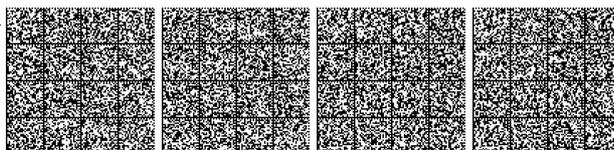
6.4 A valle del processo di cui ai commi 6.1, 6.2 e 6.3 Terna avvia una serie di procedure finalizzate al raggiungimento dell'obiettivo di censire entro il 31 ottobre 2009 tutti gli impianti di produzione di energia elettrica connessi alla rete in data antecedente al 1 gennaio 2009, anche in collaborazione con le imprese distributrici.

6.5 Al fine di perseguire il raggiungimento degli obiettivi di cui al presente articolo Terna si coordina con la Direzione Mercati dell'Autorità trasmettendole, entro il 30 aprile 2009, un piano dettagliato di attuazione di tale processo di popolamento di CENSIMP coerente con le tempistiche di cui ai commi precedenti, informando la predetta Direzione, almeno con cadenza mensile, sullo stato di attuazione del piano e sulle eventuali criticità riscontrate.

6.6 Il piano di cui al comma 6.5 stabilisce le tempistiche e le procedure per il completamento e la validazione dei dati relativi ai loro impianti da parte di ciascun produttore. In particolare, il piano stabilisce le tempistiche e le procedure attraverso cui i predetti produttori possono:
   a) prendere visione dei dati censiti da Terna;
   b) verificare la correttezza dei predetti dati;
   c) completare l'anagrafica CENSIMP modificando ed integrando i dati esistenti;
   d) validare l'anagrafica CENSIMP.

Il piano prevede altresì le tempistiche con le quali Terna, a seguito della validazione dell'anagrafica CENSIMP da parte del produttore, rilascia i codici identificativi univoci di cui all'articolo 7.

Articolo 7
Codice identificativo dell'impianto e dei punti virtuali di immissione

7.1 I codici identificativi unici ed univoci sul territorio nazionale (codice CENSIMP) che CENSIMP deve attribuire a ciascun impianto di produzione, nonché alle sezioni e ai gruppi di generazione che lo compongono, devono soddisfare i seguenti principi:
   a) univocità dei codici identificativi degli impianti e delle loro sezioni o gruppi;
   b) utilizzo di codifiche identificative indipendenti dagli aspetti gestionali o commerciali per i quali i dati sono archiviati, ma legate esclusivamente agli aspetti tecnico-fisici che caratterizzano gli impianti di generazione;

c) indipendenza del processo di generazione dei codici identificativi da parametri fisici suscettibili di variazioni quali la taglia dell'impianto, il sottotipo di tecnologia, la tensione di collegamento alla rete, ecc.;
d) utilizzo dei codici identificativi generati da questo processo per lo scambio di informazioni e dati all'interno del sistema elettrico tra i vari soggetti e, in particolare, tra i soggetti istituzionali e sistemici: Autorità, GME, Terna, GSE, gestori di rete, distributori, utenti del dispacciamento, operatori di mercato, produttori, ecc.

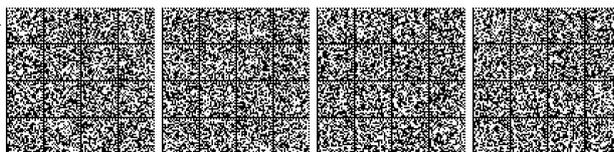
7.2 Il codice CENSIMP deve essere caratterizzato da una sintassi tale per cui, dato un impianto e le sezioni e i gruppi di generazione in cui esso è suddivisibile, i predetti elementi di impianto differiscano tra loro solo per effetto di prefissi e suffissi che si antepongono o seguono il codice impianto.

7.3 L'attribuzione di un codice identificativo per ciascun gruppo, sezione ed impianto deve rendere possibile definire univocamente la parte dell'impianto oggetto di una qualsivoglia forma di incentivazione o agevolazione, nonché definire univocamente l'attribuzione di un determinato valore di misura di energia elettrica.

7.4 Terna entro il 30 aprile 2009 elabora e sottopone alla verifica del Direttore della Direzione Mercati la sintassi del codice CENSIMP tenendo conto di quanto previsto dai commi 7.1, 7.2 e 7.3, nonché dei seguenti principi:
a) l'algoritmo di generazione deve essere in grado di generare un codice con un'estensione ben definita e uguale per tutti gli impianti;
b) l'algoritmo deve essere costruito in modo tale che, date alcune informazioni basilari relative all'impianto, sia possibile ricostruire il codice CENSIMP al fine di consentire successive attività di verifica;
c) il codice CENSIMP deve essere un codice alfanumerico che permette facilmente di poter capire a quale impianto è riferito;
d) il codice CENSIMP deve essere definito cercando di ridurre al minimo l'impatto che l'utilizzo di questo nuovo codice può avere sugli attuali sistemi di gestione dei dati di misura, del mercato e del dispacciamento.

7.5 Transitoriamente, al fine di permettere al CENSIMP di poter censire gli impianti che effettuano il primo parallelo con la rete dopo il 31 dicembre 2008, Terna definisce un codice CENSIMP provvisorio che comunque soddisfi i requisiti di cui ai commi 7.1, 7.2 e 7.3.

Articolo 8
Razionalizzazione dei flussi informativi

8.1 A partire dal 1 gennaio 2010 ciascun soggetto del sistema elettrico dovrà utilizzare per le comunicazioni verso GSE, GME, Terna e gli altri gestori di rete i codici attribuiti dal CENSIMP all'impianto, alle sue sezioni e ai suoi gruppi di generazione. Pertanto i codici CENSIMP dovranno essere utilizzati, in sostituzione del codice RUP e del codice SAPR, tra l'altro:
a) dai distributori per identificare in modo univoco gli impianti e per comunicare le misure dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete;
b) dagli utenti del dispacciamento per identificare nel contratto di dispacciamento di immissione gli impianti nella loro disponibilità;

c) dal titolare dell'impianto per rilasciare ad un terzo il mandato senza rappresentanza per l'acquisizione della qualifica di utente del dispacciamento affinché quest'ultimo possa richiedere l'inserimento dell'impianto nel suo contratto di dispacciamento;
d) dai diversi soggetti del sistema elettrico per scambiarsi informazioni riferite ad un determinato impianto, unità di produzione, sezione o gruppo di generazione in riferimento ad una qualsiasi delle attività del settore.

8.2 A partire dal 1 gennaio 2010 dovrà essere garantita l'interoperabilità dei database di GSE, GME, Terna e gli altri gestori di rete. L'interoperabilità dei database dovrà essere tale da permettere al produttore, dopo aver registrato il suo impianto in CENSIMP, di utilizzare semplicemente i codici identificativi rilasciati dal CENSIMP ogni qualvolta abbia la necessità di comunicare a GSE, GME, Terna e gli altri gestori di rete i dati del suo impianto, nonché delle sezioni e dei gruppi di generazione che lo compongono. A tal fine i database devono essere in grado, una volta che il soggetto responsabile dell'impianto, ha digitato il codice identificativo dell'impianto medesimo, di caricare automaticamente da CENSIMP i dati relativi all'anagrafica del predetto impianto evitando al soggetto responsabile dell'impianto di inserire nuovamente i dati già comunicati in CENSIMP.

8.3 A partire dal 1 gennaio 2010 i dati di CENSIMP devono essere disponibili in tempo reale al GSE e, al fine di salvaguardare l'univocità dei dati e la loro correttezza, i sistemi di GSE e Terna devono essere in grado di verificare le seguenti condizioni:
a) che qualsiasi modifica apportata all'anagrafica impianto sia resa disponibile in tempo reale ai diversi soggetti che utilizzano i dati presenti nella predetta anagrafica;
b) che tale modifica, se effettuata su un portale diverso da CENSIMP comporti un automatico aggiornamento dell'anagrafica CENSIMP.

Articolo 9
Disposizioni transitorie e finali

9.1 E' conferito mandato al Direttore della Direzione Mercati di istituire un gruppo di lavoro fra gli Uffici della medesima Direzione, Terna, GSE, GME, gestori di rete e produttori che attraverso un'attenta analisi dei processi e delle criticità individui le azioni, i passaggi e le tempistiche che si rendono necessari a conseguire gli obiettivi di cui all'articolo 8 anche attraverso la previsione di un eventuale periodo transitorio non superiore a sei mesi in cui si utilizzino parallelamente sia le vecchie codifiche che le nuove al fine di colludare e verificare il corretto funzionamento dei sistemi

9.2 Nell'ambito del gruppo di lavoro di cui al comma 9.1 si dovrà procedere, al fine di garantire il corretto funzionamento dei diversi flussi informativi fra i vari soggetti interessati, a definire le tempistiche di comunicazione e di aggiornamento dei differenti dati tra i medesimi soggetti, nonché il protocollo di trasmissione dei medesimi dati tra la società detentrice dell'anagrafica centralizzata e gli altri soggetti di cui al comma 9.1 e le relative responsabilità.

9.3 In relazione a quanto disposto al comma 9.1 entro il 30 aprile del 2009 Terna trasmette alla Direzione Mercati dell'Autorità uno schema di progetto che descriva, a regime:
   a) la struttura dati di CENSIMP;
   b) le modalità attraverso cui CENSIMP interagisce con i sistemi che gestiscono le attività di misura e di dispacciamento, evidenziando le tempistiche che Terna stima necessarie per sostituire i codici SAPR e RUP coi codici CENSIMP;
   c) le procedure necessarie ad integrare l'attuale registro delle unità di produzione (RUP) in CENSIMP.

9.4 Transitoriamente e comunque fino al completamento del periodo transitorio di sperimentazione di cui al comma 9.1 i flussi dati avverranno attraverso l'utilizzo dei codici SAPR e RUP attualmente esistenti. In ogni caso i diversi soggetti di cui al comma 9.1, provvederanno a registrare, ove presenti, i codici CENSIMP al fine di mantenere all'interno dei propri registri informatici la corrispondenza fra i predetti codici identificativi e i codici CENSIMP medesimi.

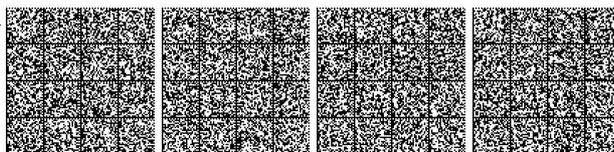
9.5 Al fine di attuare le disposizioni di cui al comma 9.4 è fatto obbligo ai soggetti responsabili degli impianti di produzione di comunicare, in seguito alla registrazione dei medesimi impianti in CENSIMP, ai diversi soggetti di cui al comma 9.1 i codici CENSIMP relativi ai loro impianti.

9.6 Transitoriamente e comunque fino al completamento del periodo transitorio di sperimentazione di cui al comma 9.1 Terna rende disponibili, a partire dal 31 gennaio 2009, con modalità dalla medesima definite e verificate dalla Direzione Mercati dell'Autorità ai diversi soggetti (GME, GSE, Distributori, Utenti del dispacciamento e produttori) le informazioni contenute nelle anagrafiche di CENSIMP in relazione agli impianti di loro competenza.

9.7 Con riferimento alle comunicazioni tra produttori e GSE ed in particolare alle richieste inoltrate dai primi per l'ottenimento di incentivi, o del diritto ad usufruire della disciplina del ritiro dedicato o dello scambio sul posto (regimi amministrati), si ritiene opportuno che le attuali procedure di registrazione presso il GSE continuino a valere fino al completamento del periodo transitorio di sperimentazione di cui al comma 9.1, ferma restando la necessità, da parte del GSE, di acquisire all'atto della richiesta di incentivo/regime amministrato i codici identificativi rilasciati da CENSIMP.

9.8 Nel periodo transitorio di cui ai commi 9.6 e 9.7 il GSE provvede ad effettuare all'atto dell'analisi della richiesta di incentivo/regime amministrato un controllo tra i dati forniti al GSE dal produttore e i dati presenti in CENSIMP, a verificare le discrepanze esistenti e, nel caso in cui si accerti dell'esistenza di un errore nei dati presenti in CENSIMP, a comunicare a Terna e per conoscenza al produttore le eventuali modifiche da apportare all'anagrafica impianto di CENSIMP.

9.9 Il GSE provvede ad effettuare una comunicazione a Terna ogni qualvolta il produttore invia, nel predetto periodo transitorio, al GSE richiesta di modifica dei dati inerenti le caratteristiche tecniche dell'impianto che figurano anche nel sistema CENSIMP.

9.10 Terna avvia il popolamento di CENSIMP a decorrere dal 7 gennaio 2009 ai sensi del comma 3.2 del presente provvedimento. A tal fine, CENSIMP deve acquisire almeno i dati riportati nell'Allegato A al presente provvedimento.

9.11 Terna, entro il 30 giugno del 2009, sottopone alla verifica del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità l'elenco definitivo dei dati che i soggetti responsabili degli impianti di produzione dovranno registrare in CENSIMP. Tale elenco deve essere redatto tenendo conto di tutte le informazioni di natura anagrafica che Terna, GSE e GME devono acquisire ai fini dello svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio di cui alla deliberazione ARG/elt 115/08 oltre che di eventuali ulteriori dati che Terna ritenesse utile raccogliere.

9.12 A seguito dell'approvazione dell'elenco di cui al comma 9.11, l'Allegato A di cui al comma 9.10 è abrogato.

9.13 L'articolo 8 e l'articolo 9 comma 9.10 della deliberazione n. 89/07 sono abrogati.

9.14 La presente deliberazione è pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore con decorrenza dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 23 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Anagrafica Impianto

Impianto

Denominazione	**Note**	**Descrizione**	**Dominio**	**Formato**	**Unità di Misura**
Codice Impianto	E' il codice dell'Impianto così come sarà definito dalla convenzione sulla anagrafica comune degli Impianti.	id: identificativo numerico o alfanumerico dell'impianto.	Codice Impianto	Alfanumerico di 20 caratteri	
Codice Proprietario	Codice_operatore del sistema elettrico : identificativo dell'operatore del sistema elettrico (vd. Codice_operatore tab.5) che, nel periodo di tempo considerato, risulta essere proprietario dell'impianto in oggetto.	Id_proprietario: identificativo del proprietario dell'impianto.	Codice Operatore	Vedi Operatore	
Codice Produttore	Codice_operatore del sistema elettrico : identificativo dell'operatore del sistema elettrico (vd. Codice_operatore tab.5), che ha firmato una convenzione col GSE per accedere ad una qualsiasi forma di cessione amministrata dell'energia prodotta dall'impianto in oggetto essendone titolare o detenendone la disponibilità.	id_produttore: identificativo del soggetto che ha la disponibilità dell'impianto ed è titolare della convenzione col GSE	Codice Operatore	Vedi Operatore	
Nome Impianto		nome_impianto: nome dell'impianto.	Stringa	Alfanumerico di 64 caratteri	
Descrizione Impianto	E' la descrizione dell'Impianto (disponibile solo per gli impianti delle unità rilevanti)	descrizione: descrizione dell'impianto.	Stringa	Alfanumerico di 200 caratteri	
Comune		comune: individua il Comune in cui sorge l'impianto.	Stringa	Alfanumerico di 100 caratteri	
Codice ISTAT Comune			Numero	Intero 9 cifre	
Provincia		provincia: individua la Provincia in cui sorge l'impianto.	Stringa	Alfanumerico di 100 caratteri	
Codice ISTAT Provincia			Numero	Intero 3 cifre	
Regione		regione: individua la Regione in cui sorge l'impianto.	Stringa	Alfanumerico di 25 caratteri	
Codice ISTAT Regione			Numero	Intero 2 cifre	

Denominazione	Note	Descrizione	Dominio	Formato	Unità di Misura
Data Inizio Validità		numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per l'impianto considerato	Data Validità		
Data Fine Validità		numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per l'impianto considerato.	Data Validità		
Potenza Motori Primi		Indica la somma, delle potenze dei motori primi che costituiscono l'impianto	Dominio Potenza		
Potenza apparente nominale dell'impianto	potenza apparente nominale di un impianto è la somma, espressa in MVA, delle potenze apparenti nominali dei generatori che costituiscono l'impianto (art. 1, comma 1.1, lettera i), del. n. 280/07);	Indica la somma delle potenze apparenti nominali dei generatori elettrici principali che costituiscono l'impianto			MVA
Potenza attiva nominale dell'impianto	potenza attiva nominale di un impianto è la somma, espressa in MW, delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'impianto (art. 1, comma 1.1, lettera k), del. n. 280/07);	Indica la somma delle potenze attive nominali dei generatori elettrici principali che costituiscono l'impianto	Dominio Potenza		
Numero Sezioni Termoelettriche		numero_sezioni_termoelettriche: numero delle singole **sezioni** termoelettriche di generazione che costituiscono l'impianto (attributo ricavato).	Numero	Intero	
Numero Gruppi Generazione		numero_gruppi_generazione: numero dei singoli **gruppi di generazione** che costituiscono l'impianto (attributo ricavato)	Numero	Intero	
Flag Policombustibile		policombustibile: flag che specifica se l'impianto è in grado di utilizzare più di un tipo di **combustibile.** Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più gruppi di generazione policombustibili o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare un tipo di combustibile diverso da quello utilizzato dagli altri gruppi (attributo ricavato).	Flag		
Flag Cocombustione		cocombustione: flag che specifica se almeno un **gruppo di generazione** dell'impianto è in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di diversi combustibili. Gli impianti di cocombustione sono un sottotipo di impianti policombustibile (attributo ricavato).	Flag		

Denominazione	Note	Descrizione	Dominio	Formato	Unità di Misura
Flag Ibrido		ibrido: flag che specifica se l'impianto è in grado di produrre energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili, sia fonti non rinnovabili. Sono inclusi gli impianti di cocombustione, vale a dire gli impianti che sono in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più **gruppi di generazione** ibridi o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare fonti rinnovabili/non rinnovabili a fronte dell'utilizzo da parte degli altri gruppi di fonti non rinnovabili/rinnovabili. Gli impianti ibridi sono un sottotipo di impianti policombustibile (attributo ricavato).	Flag		
Flag impianto funzionante		Impianto funzionante: flag che specifica se l'impianto ha prodotto energia elettrica nell'anno precedente a quello in cui si sta inserendo l'informazione.			

Sezione

Denominazione	Note	Descrizione	Dominio	Formato	Unità di Misura
Codice Sezione		id: identificativo numerico o alfanumerico della sezione.	Codice Sezione		
Codice Impianto		Id_impianto: identificativo dell'impianto	Codice Impianto		
Cod Tipo Tecnologia		id_tipo_tecnologia: identificativo del tipo di tecnologia della sezione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "tipo_tecnologia"	Codice Tipo Tecnologia		
Cod Sottotipo Tecnologia		id_sottotipo_tecnologia: identificativo del sottotipo di tecnologia della sezione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "sottotipo_tecnologia"	Codice Sottotipo Tecnologia		
Data Inizio Validità		Numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione	Data		
Data Fine Validità		Numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione "numeroora" della dimensione "Tempo"	Data		
Potenza Motori Primi	potenza nominale dei motori primi che costituiscono la sezione.	potenza_nominale: potenza nominale dei motori primi	Potenza		

Denominazione	Note	Descrizione	Dominio	Formato	Unità di Misura
Potenza apparente nominale della sezione	potenza apparente nominale della sezione è la somma, espressa in MVA, delle potenze apparenti nominali dei generatori che costituiscono la sezione;	Indica la somma delle potenze apparenti nominali dei generatori elettrici principali che costituiscono la sezione			MVA
Potenza attiva nominale della sezione	potenza attiva nominale della sezione è la somma, espressa in MW, delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono la sezione;	Indica la somma delle potenze attive nominali dei generatori elettrici principali che costituiscono la sezione	Dominio Potenza		
Potenza Efficiente Lorda		potenza_efficiente_lorda: potenza efficiente lorda della sezione di generazione;	Potenza		
Potenza Efficiente Netta		potenza_efficiente_netta: potenza efficiente netta della sezione di generazione;	Potenza		
Flag Policombustibile		policombustibile: flag che specifica se la sezione è in grado di utilizzare più di un tipo di **combustibile**	Flag		
Flag Cocombustione		cocombustione: flag che specifica se almeno un **gruppo di generazione** della sezione è in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di diversi combustibili. Le sezioni di cocombustione sono un sottotipo di sezioni policombustibile .	Flag		
Flag Ibrido		ibrido: flag che specifica se la sezione è in grado di produrre energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili, sia fonti non rinnovabili. Sono inclusi le sezioni di cocombustione, vale a dire le sezioni che sono in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più **gruppi di generazione** ibridi o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare fonti rinnovabili/non rinnovabili a fronte dell'utilizzo da parte degli altri gruppi di fonti non rinnovabili/rinnovabili. le sezioni ibridi sono un sottotipo di impianti policombustibile	Flag		

Gruppo di Generazione

Denominazione	Note	Descrizione	Dominio	Formato	Unità di Misura
Codice Gruppo di Generazione		id: identificativo numerico o alfanumerico del gruppo di generazione	Codice gruppo		
Cod Sezione		id: identificativo numerico o alfanumerico della sezione.	Codice sezione		
CP o POC		Rappresenta il codice identificativo del punto di connessione alla rete così come definito dal gestore di rete cui il gruppo è connesso			
Data Primo Parallelo	Fonte del dato: Gestore di Rete	data_ primo_parallelo: indica la data in cui è stato effettuato il primo funzionamento in parallelo con il sistema elettrico nazionale	Data		
Data Esercizio	Fonte del dato: Gestore di Rete	data_esercizio: data di entrata in esercizio del singolo gruppo di generazione così come comunicata al gestore di rete e, nei casi previsti dal d.lgs. n. 504/95, riportata nella denuncia UTF di apertura di officina elettrica.	Data		
Data Inizio Validità		numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione	Data		
Data Fine Validità		numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione "numeroora" della dimensione "Tempo"	Data		
Potenza Motori Primi	Potenza nominale dei motori primi che costituiscono il gruppo di generazione	potenza_nominale dei motori primi	Potenza		
Potenza Efficiente Lorda		potenza_efficiente_lorda: potenza efficiente lorda del gruppo di generazione;	Potenza		
Potenza Efficiente Netta		potenza_efficiente_netta: potenza efficiente netta del gruppo di generazione;	Potenza		
Livello di Tensione Connessione Rete		tensione_connessione_rete: livello di tensione di connessione del gruppo di generazione alla rete elettrica	Livello Tensione		

Generatore Elettrico principale

Denominazione	**Note Terna**	**Descrizione**	**Dominio**	**Formato**	**Unità di Misura**
Codice Generatore Elettrico Principale		id: identificativo numerico o alfanumerico del singolo generatore elettrico	Codice		
Codice Gruppo di Generazione		id_gruppo_generazione: identificativo del gruppo di generazione a cui il generatore	Codice		
Data Primo Parallelo		elettrico appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Gruppo di generazione".	Datetime		
Data Inizio Validità		numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per il generatore considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".	Intervallo Validità		
Data Fine Validità		numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per il generatore considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".	Intervallo Validità		
Tipo Generatore Elettrico		tipo: tipologia del generatore elettrico. Può assumere i seguenti valori: "sincrono" o "asincrono".	Codice		
Sottotipo Generatore Elettrico		sottotipo: da compilarsi solo nel caso di impianto eolico. Può assumere i seguenti valori : “asincrono a gabbia di scoiattolo”, “asincrono a doppia alimentazione”, ecc.	Codice		
Potenza apparente nominale del generatore	potenza apparente nominale di un generatore è il dato di potenza espresso in MVA riportato sui dati di targa del generatore medesimo, come fissato all’atto del collaudo, della messa in servizio, o rideterminato a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario (art. 1, comma 1.1, lettera h), del. n. 280/07);	Indica la potenza apparente nominale del generatore elettrico principale.			MVA
Potenza attiva nominale del generatore	potenza attiva nominale di un generatore è la massima potenza attiva espressa in MW (calcolata moltiplicando la potenza apparente nominale in MVA per il fattore di potenza nominale) erogabile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all’atto del collaudo, della messa in servizio, o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario (art. 1, comma 1.1, lettera j), del. n. 280/07);	Indica la potenza attiva nominale del generatore elettrico principale.	Dominio Potenza		

Motore Primo

Denominazione	Note Terna	Descrizione	Dominio	Formato	Unità di Misura
Codice Motore Primo		id: identificativo del singolo motore primo.	Codice		
Codice Generatore		id_generatore: identificativo del generatore elettrico a cui il motore primo è collegato.	Codice		
Data Inizio Validità		numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione	Data Validità		
Data Fine Validità		numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione "numeroora" della dimensione "Tempo"	Data Validità		
Tipo Motore Primo		tipo: identificavo del tipo di motore primo.	Codice		
Potenza Nominale Motore Primo		potenza_nominale_motore: potenza nominale del motore primo;	Potenza		

Tipo Tecnologia

Denominazione	Note	Descrizione	Dominio	Formato	Unità di Misura
Codice Tecnologia		id: codice numerico o alfanumerico identificativo del tipo di tecnologia.	Codice Tipo Tecnologia	Alfanumerico di 1 carattere	
Nome Tecnologia	Questo campo deve prevedere la possibilità di poter selezionare una delle tipologie previste dal campo "**descrizione**" presente nella specifica "**Tipo_tecnologia**" presente negli allegati A, B e C della delibera n. 115/08	nome_tecnologia: nome identificativo del tipo di tecnologia.	Stringa	Alfanumerico di 100 caratterI	

Sottotipo Tecnologia

Denominazione	Note	Descrizione	Dominio	Formato	Unità di Misura
Codice Sottotipo Tecnologia		id: codice numerico o alfanumerico identificativo del sottotipo di tecnologia.	Codice Sottotipo Tecnologia	Numerico	
Codice Tipo Tecnologia		id_tecnologia: codice numerico o alfanumerico identificativo del tipo di tecnologia a acui il sottotipo appartiene.	Codice Tipo Tecnologia		
Nome Sottotipo Tecnologia	Questo campo deve prevedere la possibilità di poter selezionare una delle sottotecnologie previste dal campo "**descrizione**" presente nella specifica "**Sottotipo_tecnologia**" presente negli allegati A, B e C della delibera n. 115/08	nome_sottotecnologia: nome identificativo del sottotipo di tecnologia.	Stringa	Alfanumerico di 100 caratteri	

Combustibile

Denominazione	Note	Descrizione	Dominio	Formato	Unità di Misura
Codice Combustibile		id: identificativo numerico o alfanumerico del combustibile.	Codice Combustibile	Stringa alfanumerica di 8 caratteri	
Nome Combustibile	Questo campo deve prevedere la possibilità di poter selezionare uno degli attributi previsti dal campo "**nome**" presente nella specifica "**Combustibili**" presente negli allegati A, B e C della delibera n. 115/08.	nome: nome descrittivo del combustibile.	Descrizione	Stringa alfanumerica di 100 caratteri	
Valore PCI		pci: valore numerico del potere calorico inferiore (espresso in MWh/unita_di_combustibile).	Numero		MWh/unita_di_combustibile
Valore Emissioni CO2		emissioni_co2: valore numerico della quantità di CO2 prodotta (espresso in tCO2/MWh di combustibile).	Numero		tCO2/MWh
Unità di Combustibile		unita_di_combustibile: unità di misura del combustibile.	Stringa	Stringa alfanumerica di 50 caratteri	

Combustibile di gruppo

Denominazione	Note Terna	Descrizione	Dominio	Formato	Unità di Misura
Codice gruppo		Gruppo di produzione Termoelettrica	Codice gruppo		
Numero Ora		Dato orario inviato 'consolidato' ed inviato il giorno 20 del mese succcessivo a quello di riferimento	Tempo		
Codice Combustibile		il mix di combustibilli orario utilizzato per ciascuna unità di produzione termoelettrica.	Codice Combustibile		

09A00795

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2008.

Modifiche della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n.351/07 per la definizione di meccanismi di premi e penalità ad incentivazione della società Terna S.p.A. nell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. (Deliberazione ARG/elt 206/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2008

Visti:

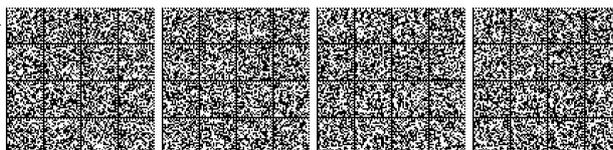
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03);
- il decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, recante misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale (di seguito: decreto-legge n. 185/08);
- il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005 (di seguito: decreto 20 aprile 2005);
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 2005, n. 226/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2005, n. 290/05 (di seguito: deliberazione n. 290/05);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 luglio 2006, n. 165/06 (di seguito: deliberazione n. 165/06);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2007, n. 130/07 (di seguito: deliberazione n. 130/07);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07 (di seguito: deliberazione n. 177/07);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione n. 280/07);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007, n. 336/07 (di seguito: deliberazione n. 336/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007 n. 348/07 (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007 n. 350/07;
- il documento per la consultazione "Regolazione dell'attività di dispacciamento dell'energia elettrica sulla base di criteri incentivanti", pubblicato in data 6 dicembre 2007, atto n. 52/07 (di seguito: documento per la consultazione);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 351/07 (di seguito: deliberazione n. 351/07);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 97/08;

- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 189/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 189/08);
- la lettera di Terna 23 dicembre 2008, prot. Autorità 0043013, recante una proposta di schema di remunerazione incentivante con riferimento alle attività funzionali all'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento (di seguito: Proposta di Terna).

Considerato che:

- con il documento per la consultazione, l'Autorità ha posto alla valutazione degli operatori i propri intendimenti in merito alla revisione del sistema di remunerazione dell'attività di dispacciamento per gli anni a venire, proponendo, tra l'altro, di introdurre una remunerazione incentivante, articolata in base a premi e penalità, in ragione dell'effettivo raggiungimento di alcuni obiettivi specifici nell'ambito dell'attività di dispacciamento;
- la deliberazione n. 351/07 ha determinato il corrispettivo a copertura dei costi per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento di cui all'articolo 46 dell'allegato A alla deliberazione n. 111/06 per l'anno 2008 nonché le modalità per il suo aggiornamento per i successivi tre anni;
- la deliberazione n. 351/07 ha inoltre definito un meccanismo di premi e penalità della società Terna Spa (di seguito: Terna) finalizzato ad incentivare l'accuratezza delle sue previsioni del fabbisogno di energia elettrica e dell'energia elettrica immessa in rete dalle unità di produzione rilevanti alimentate da fonte eolica;
- l'Autorità ha già avuto modo di considerare, nella delibera ARG/elt 97/08, che l'utilizzo efficiente da parte di Terna anche solo di alcuni degli strumenti a sua disposizione possa consentire un contenimento della spesa netta sostenuta da Terna nel mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD) per l'approvvigionamento delle risorse necessarie a garantire adeguati livelli di sicurezza;
- con la medesima delibera ARG/elt 97/08, l'Autorità ha quindi avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti in materia di incentivazione di Terna nell'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento;
- Terna, anche a seguito delle disposizioni di cui alla delibera ARG/elt 97/08 e delle discussioni con gli Uffici della Direzione Mercati, ha redatto ed inviato all'Autorità la Proposta di Terna;
- la Proposta di Terna contiene altresì un elenco di alcune delle azioni che Terna intende attivare nel corso del 2009 al fine di aumentare l'efficienza e l'efficacia delle attività funzionali all'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento (di seguito: azioni dello schema incentivante).

Considerato inoltre che:

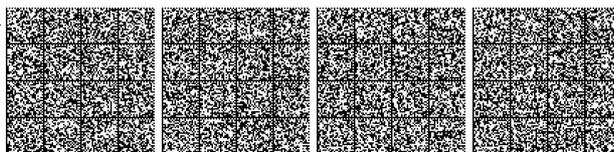
- l'aumento di efficienza nell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento da parte di Terna produce sensibili benefici non solo a favore dei consumatori finali, in seguito alla riduzione delle componenti dell'uplift a copertura della spesa netta sostenuta da Terna in MSD, ma al sistema in generale, attraverso la riduzione dei costi di produzione delle risorse che, grazie all'aumento di efficienza, vengono approvvigionate da unità più efficienti e/o in quantità minori;
- l'introduzione di un meccanismo di remunerazione incentivante relativo all'attività di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento di Terna sia funzionale non solo a raggiungere migliori livelli di efficienza in detta attività, ma anche, attraverso una maggiore e migliore informatizzazione delle procedure e degli algoritmi di selezione delle offerte, a consentire un più efficace monitoraggio del comportamento degli utenti del dispacciamento in MSD ed a meglio evidenziare la presenza di posizioni, anche locali, di potere di mercato nella fornitura delle varie tipologie di risorse per il servizio di dispacciamento;
- la teoria economica degli incentivi suggerisce che:
    - qualora i costi monetari sostenuti dal soggetto cui si riferisce lo schema di remunerazione incentivante siano in ogni caso riconosciuti, l'incentivo sia commisurato al costo dello sforzo non monetario dallo stesso sostenuto;
    - comunque l'incentivo riconosciuto non debba mai essere superiore al corrispondente beneficio atteso;
    - quanto più la prestazione oggetto di incentivazione è influenzata da variabili esogene (rispetto al soggetto incentivato) tanto più – al fine di garantirne l'equilibrio economico e finanziario – si presenta il rischio di lasciare al medesimo soggetto extraprofitti se non si tenga conto (ovvero non sia possibile farlo) dell'incidenza della realizzazione di queste variabili sulla prestazione oggetto di incentivo; a tal fine, le variabili scelte per misurare la prestazione oggetto di schema di remunerazione incentivante dovrebbero per quanto possibile essere indipendenti dalla realizzazione delle variabili non controllabili dal soggetto incentivato;
    - analoghe considerazioni valgono con riferimento alla possibilità di determinare con sufficiente precisione la relazione tra diversi livelli di prestazione attesi e il corrispondente costo (monetario e non) richiesto (al netto delle variabili esogene) al soggetto incentivato per ottenere detti risultati.
- nell'ambito dell'attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, Terna ha possibilità di incidere sull'entità delle risorse approvvigionate; mentre la sua capacità di influire sul prezzo offerto dagli utenti del dispacciamento per le risorse rese disponibili è più indiretta e funzionale alla possibilità di aumentare sensibilmente il grado di concorrenza tra i diversi utenti del dispacciamento;

- per quanto sopra, utilizzare l'entità delle risorse approvvigionate per il dispacciamento come variabile per misurare la prestazione oggetto dello schema di remunerazione incentivante consenta di ridurre l'incidenza della realizzazione delle variabili non controllabili da Terna molto di più di quanto non sarebbe qualora si utilizzasse la variabile spesa complessivamente sostenuta per l'approvvigionamento delle medesime risorse;
- la riduzione, ceteris paribus, dell'entità delle risorse approvvigionate per il dispacciamento consente di ridurre il costo di sistema connesso all'erogazione delle risorse approvvigionate oltre che la spesa complessivamente sostenuta in MSD;
- le vigenti modalità di selezione delle offerte e di registrazione delle motivazioni sottostanti le medesime selezioni non permettono di definire con sufficiente precisione né il supporto di possibile realizzazione della variabile "entità delle risorse approvvigionate per il servizio di dispacciamento" (anche al netto dei volumi corrispondenti agli sbilanciamenti) né la relazione tra la realizzazione di detta variabile e le azioni poste in essere da Terna.
- l'entità delle risorse approvvigionate per il servizio di dispacciamento è funzione, tra l'altro, del disegno del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e, in particolare, del mercato per i servizio di dispacciamento;
- durante l'anno 2009 potrebbero intervenire modifiche sostanziali al quadro normativo o al disegno dei mercati dell'energia elettrica, anche per effetto delle disposizioni di cui al decreto-legge n. 185/08, nonché da eventuali modifiche dello stesso apportate dalla relativa legge di conversione.

Ritenuto che:

- al fine di ridurre l'incidenza delle variabili non controllabili da Terna, sia opportuno individuare, quale variabile per misurare la prestazione oggetto dello schema di remunerazione incentivante, l'entità delle risorse approvvigionate da Terna per il dispacciamento;
- la misura dell'entità delle risorse approvvigionate non debba comunque tenere conto dei volumi corrispondenti agli sbilanciamenti né dei volumi corrispondenti alle offerte prima accettate e poi revocate ai sensi della deliberazione n. 165/06;
- per quanto esposto nei considerati, anche in assenza di strumenti che consentano di tracciare una puntuale relazione tra l'entità delle risorse approvvigionate da Terna nel MSD ed il livello di impegno a tal fine profuso da parte di Terna, sia opportuno avviare un meccanismo di remunerazione incentivante nel rispetto dei seguenti principi di prudenza:
  - l'obiettivo minimo che Terna deve raggiungere per potere avere diritto ad incentivi positivi, sia determinato ad un livello inferiore a quello che ci si attenderebbe sulla base dell'evoluzione storica dell'entità delle risorse approvvigionate da Terna nel MSD;
  - l'incentivo unitario riconosciuto a Terna sia dimensionato così da riflettere il beneficio atteso dal sistema nel suo complesso in termini di costo delle risorse che non è stato necessario approvvigionare, più che riflettere la variazione attesa della spesa netta sostenuta da Terna per l'approvvigionamento delle risorse in MSD;

- sia previsto un tetto all'incentivo complessivo riconoscibile a Terna dimensionato in ragione di una riduzione complessiva dell'entità delle risorse approvvigionate da Terna nel MSD che abbia elevata probabilità di essere raggiunta a fronte di adeguato impegno da parte di Terna;
- sia comunque possibile aumentare il livello del tetto di cui sopra in caso di ulteriori riduzioni dell'entità delle risorse approvvigionate da Terna nel MSD, a fronte della produzione da parte di Terna di evidenze sulla effettiva corrispondenza tra dette ulteriori riduzioni e le azioni dello schema incentivante messe in campo da Terna nell'ambito del sistema incentivante; ciò consente di limitare gli eventuali extraprofitti derivanti a Terna a seguito di una realizzazione fortunata delle variabili esogene ma di mantenere comunque un forte incentivo per la riduzione dell'entità delle risorse approvvigionate nel MSD;
- il livello massimo delle penalità applicate a Terna in caso di aumento, rispetto all'obiettivo minimo, dell'entità delle risorse approvvigionate nel MSD sia piccolo e dimensionato rispetto ai costi operativi sostenuti da Terna per adottare le azioni dello schema incentivante; ciò consente di limitare sensibilmente il rischio per Terna di una realizzazione sfortunata delle variabili esogene.

• comunque, il riconoscimento, nell'ambito del meccanismo di remunerazione incentivante, di incentivi positivi sia condizionato a:
  - il mantenimento da parte di Terna degli attuali standard di sicurezza;
  - l'effettivo avvio da parte di Terna di almeno parte delle azioni dello schema incentivante;
  - l'implementazione delle azioni dello schema incentivante tramite modalità e strumenti concepiti sin dall'origine per consentire laddove possibile un efficace esercizio della funzione di monitoraggio dell'Autorità di cui alla deliberazione ARG/elt n. 115/08;
  - l'efficace svolgimento, sin dal 2009, delle attività strumentali al monitoraggio del MSD da parte dell'Autorità ai sensi della deliberazione ARG/elt n. 115/08;
  - l'avvio da parte di Terna del processo di revisione degli algoritmi di selezione delle offerte sul MSD a partire da gennaio 2009, e la verifica periodica da parte dell'Autorità dei diversi progressi raggiunti a partire dal secondo semestre 2009.

• i costi sostenuti da Terna per l'implementazione delle misure individuate dal presente provvedimento rientrino tra i costi sostenuti per l'attività di dispacciamento, il cui riconoscimento a Terna è previsto con le modalità di cui alla deliberazione ARG/elt 189/08;
• la Proposta di Terna risponda ai principi sopra elencati;
• in caso di modifiche sostanziali al quadro normativo o al disegno dei mercati dell'energia elettrica con efficacia nel corso del 2009, sia opportuna, da parte dell'Autorità, la valutazione di un adeguamento delle previsioni di cui alla presente deliberazione; e che tale adeguamento abbia l'obiettivo di mantenere l'equivalenza economica dello strumento incentivante, attraverso una revisione dei livelli dei premi e delle penalità, per la quota attribuibile ai periodi dell'anno 2009 interessati dalle suddette variazioni del quadro regolamentare

DELIBERA

1. di modificare, a decorrere dal 1 gennaio 2009, la deliberazione n. 351/07, nei termini di seguito indicati:

   a. dopo l'articolo 5 è aggiunto il seguente articolo 5 bis:

"Articolo 5 bis

Determinazione dei premi e delle penalità per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento

5 bis.1 Fatto salvo quanto previsto al comma 5 bis.11, Terna ha diritto a ricevere per il 2009 un premio per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento determinato dalla seguente formula:

$$PAS_{2009} = \max\Big[0;\big(Q_{target}RA_{2009} - \max\big(Q_{CAP1}RA_{2009}; Q_{eff}RA_{2009}\big)\big) * IU_{CAP1_2009} +$$

$$+ \max\big(0; Q_{CAP1}RA_{2009} - \max\big(Q_{CAP2}RA_{2009}; Q_{eff}RA_{2009}\big)\big) * IU_{CAP2_2009}\Big]$$

dove:

PAS_{2009} indica il valore, espresso in €, assunto dal premio per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento nel 2009;

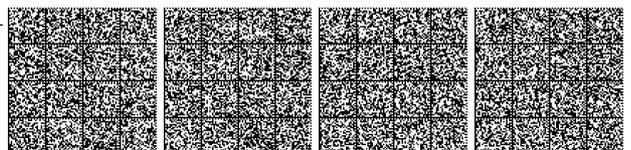
$Q_{CAP1}RA_{2009}$ indica il valore, espresso in MWh, assunto dal primo livello di tetto in termini di quantità di risorse approvvigionate nel 2009 e di cui al comma 5 bis.5;

$Q_{CAP2}RA_{2009}$ indica il valore, espresso in MWh, assunto dal secondo livello di tetto in termini di quantità di risorse approvvigionate nel 2009 e di cui al comma 5 bis.6;

$Q_{eff}RA_{2009}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2009 e di cui al comma 5 bis.4;

$Q_{target}RA_{2009}$ indica il valore, espresso in MWh, dell'obiettivo di minima efficienza in termini di quantità di risorse approvvigionate nel 2009 e di cui al comma 5 bis.3;

IU_{CAP1_2009} indica il valore, espresso in €/MWh, del premio unitario riconosciuto a Terna sulle quantità di risorse approvvigionate nel 2009 in meno rispetto a $Q_{target}RA_{2009}$ fino a concorrenza con $Q_{CAP1}RA_{2009}$ e di cui al comma 5 bis.8;

IU_{CAP2_2009} indica il valore, espresso in €/MWh, del premio unitario riconosciuto a Terna sulle quantità di risorse approvvigionate nel 2009 in meno rispetto a $Q_{CAP1}RA_{2009}$ fino a concorrenza con $Q_{CAP2}RA_{2009}$ e di cui al comma 5 bis.9.

5 bis.2 Terna ha l'obbligo di pagare per il 2009 una penalità per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento determinata dalla seguente formula:

$$PenAS_{2009} = \max\left[0; \left(\min\left(Q_{FLOOR1}RA_{2009}; Q_{eff}RA_{2009}\right) - Q_{target}RA_{2009} * 1.05\right) * PU_{FLOOR1_2009}\right]$$

dove:

$PenAS_{2009}$ indica il valore, espresso in €, assunto dalla penalità per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento nel 2009;

$Q_{eff}RA_{2009}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2009 e di cui al comma 5 bis.4;

$Q_{target}RA_{2009}$ indica il valore, espresso in MWh, dell'obiettivo di minima efficienza in termini di quantità di risorse approvvigionate nel 2009 e di cui al comma 5 bis.3;

$Q_{FLOOR1}RA_{2009}$ indica il valore, espresso in MWh, assunto dal livello di soglia in termini di quantità di risorse approvvigionate nel 2009 e di cui al comma 5 bis.7;

PU_{FLOOR1_2009} indica il valore, espresso in €/MWh, della penalità unitaria che Terna deve versare sulle quantità di risorse approvvigionate nel 2009 in più rispetto a $Q_{target}RA_{2009}$ fino a concorrenza con $Q_{FLOOR1}RA_{2009}$ e di cui al comma 5 bis.10.

5 bis.3 Il valore, espresso in MWh, dell'obiettivo $Q_{target}RA_{2009}$ di minima efficienza in termini di quantità di risorse approvvigionate nel 2009 è determinato dalla seguente formula:

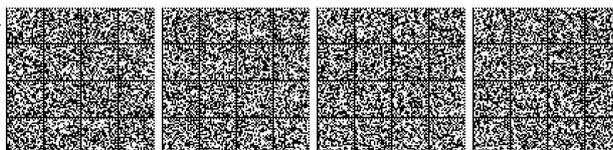
$$Q_{target}RA_{2009} = Q_{eff}RA_{2008}$$

dove:

$Q_{eff}RA_{2008}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2008 su tutto il territorio nazionale per la risoluzione delle congestioni, l'approvvigionamento dei margini di riserva secondaria e terziaria e delle risorse in tempo reale. Tale valore è determinato dalla seguente formula:

$$Q_{eff}RA_{2008} = 2 * \sum_{qdo \in 2008} \left[\min\left(Q_{acc_salire\ MSD}\ ;\ Q_{acc_scendere\ MSD}\right)_{qdo}\right] + 1{,}5 * \sum_{h \in 2008} \left(Q_{contratti\ eseguiti}\right)_h$$

dove:

$Q_{acc_salireMSD_}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse complessivamente approvvigionate a salire su MSD in ciascun quarto d'ora nel 2008 su tutto il territorio nazionale ad esclusione dei volumi corrispondenti alle offerte accettate e poi revocate ai sensi della deliberazione n. 165/06;

$Q_{acc_scendereMSD_}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse complessivamente approvvigionate a scendere su MSD in ciascun quarto d'ora nel 2008 su tutto il territorio nazionale ad esclusione dei volumi corrispondenti alle offerte accettate e poi revocate ai sensi della deliberazione n. 165/06;

$Q_{contratti\ eseguiti_}$ indica il valore, espresso in MWh, corrispondente alle quantità in esecuzione di obblighi contrattuali, riferite a contratti a termine, corrispondenti a:

- potenza minima delle unità di produzione con cui viene data esecuzione al prodotto a termine Presenza in servizio;
- margine di riserva secondaria delle unità di produzione con cui viene data esecuzione al prodotto a termine Riserva secondaria;
- margine di riserva rotante delle unità di produzione con cui viene data esecuzione al prodotto Riserva di sostituzione rotante, moltiplicata per il fattore di riporto della riserva a salire al volume da approvvigionare per ottenere la medesima riserva;

$\sum_{qdo \in 2008}$ indica la sommatoria per tutti i quarti d'ora del 2008;

$\sum_{h \in 2008}$ indica la sommatoria per tutte le ore del 2008;

5 bis.4 Il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2009 $Q_{eff}RA_{2009}$ è determinato con le medesime modalità utilizzate per determinare il valore di $Q_{eff}RA_{2008}$ e di cui al comma 5 bis.3.

5 bis.5 Il valore, espresso in MWh, del primo livello di tetto in termini di quantità delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2009 $Q_{CAP1}RA_{2009}$ è determinato dalla seguente formula:

$$Q_{CAP1}RA_{2009} = Q_{target}RA_{2009} * 0,95$$

dove:

$Q_{target}RA_{2009}$ ha il medesimo significato di cui al comma 5 bis.3.

5 bis.6 Il valore, espresso in MWh, del secondo livello di tetto in termini di quantità delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2009 $Q_{CAP2}RA_{2009}$ è determinato dalla seguente formula:

$$Q_{CAP2}RA_{2009} = Q_{target}RA_{2009} * 0,87$$

dove:

$Q_{target}RA_{2009}$ ha il medesimo significato di cui al comma 5 bis.3.

5 bis.7 Il valore, espresso in MWh, del primo livello di soglia in termini di quantità delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2009 $Q_{FLOOR1}RA_{2009}$ è determinato dalla seguente formula:

$$Q_{FLOOR1}RA_{2009} = Q_{target}RA_{2009} * 1,15$$

dove:

$Q_{target}RA_{2009}$ ha il medesimo significato di cui al comma 5 bis.3.

5 bis.8 Il valore, espresso in €/MWh, del premio unitario IU_{CAP1_2009}, riconosciuto a Terna sulle quantità di risorse approvvigionate nel 2009 in meno rispetto a $Q_{target}RA_{2009}$ fino a concorrenza con $Q_{CAP1}RA_{2009}$, è determinato dalla seguente formula:

$$IU_{CAP1_2009} = \left[\frac{CAP1}{\left(Q_{target}RA_{2009} - Q_{CAP1}RA_{2009}\right)} \right]$$

dove:

$Q_{target}RA_{2009}$ ha il medesimo significato di cui al comma 5 bis.3;

$Q_{CAP1}RA_{2009}$ ha il medesimo significato di cui al comma 5 bis.5;

CAP1 è pari a 20 (venti) milioni di euro.

5 bis.9 Il valore, espresso in €/MWh, del premio unitario IU_{CAP2_2009} riconosciuto a Terna sulle quantità di risorse approvvigionate nel 2009 in meno rispetto a $Q_{CAP2}RA_{2009}$ fino a concorrenza con $Q_{CAP1}RA_{2009}$ è determinato dalla seguente formula:

$$IU_{CAP2_2009} = \left[\frac{CAP2}{\left(Q_{CAP1}RA_{2009} - Q_{CAP2}RA_{2009}\right)} \right]$$

dove:

$Q_{CAP1}RA_{2009}$ ha il medesimo significato di cui al comma 5 bis.5;

$Q_{CAP2}RA_{2009}$ ha il medesimo significato di cui al comma 5 bis.6;

CAP2 è pari a:

- 20 (venti) milioni di euro nel caso in cui sia verificabile dall'Autorità, sulla base di evidenze prodotte da Terna, l'effettiva corrispondenza tra le riduzioni delle quantità di risorse approvvigionate rispetto al valore dell'obiettivo di minima efficienza $Q_{target}RA_{2009}$, di cui al comma 5 bis.3, e le azioni messe in campo da Terna nell'ambito dello schema incentivante di cui al presente articolo;
- 0 (zero) diversamente.

5 bis.10 Il valore, espresso in €/MWh, della penalità unitaria che Terna deve versare sulle quantità di risorse approvvigionate nel 2009 in più rispetto a $Q_{target}RA_{2009}$ fino a concorrenza con $Q_{FLOOR1}RA_{2009}$ è determinato dalla seguente formula:

$$PU_{FLOOR1_2009} = \left[\frac{FLOOR1}{\left(Q_{FLOOR1}RA_{2009} - Q_{target}RA_{2009} * 1{,}05 \right)} \right]$$

dove:

$Q_{target}RA_{2009}$ ha il medesimo significato di cui al comma 5 bis.3;

$Q_{FLOOR1}RA_{2009}$ ha il medesimo significato di cui al comma 5 bis.7;

FLOOR1 è pari a 5 (cinque) milioni di euro.

5 bis.11 Terna ha diritto agli incentivi di cui al comma 5 bis.1 solo qualora vengano rispettate, a giudizio dell'Autorità, tutte le seguenti condizioni:

- Terna non peggiori gli attuali standard di sicurezza;
- sia dato effettivo avvio da parte di Terna alle azioni riportate nell'Allegato A alla presente deliberazione, di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
- le azioni messe in campo da Terna nell'ambito dello schema incentivante di cui al presente articolo prevedano, laddove possibile, l'utilizzo di procedure e strumenti informatici funzionali a consentire un efficace esercizio della funzione di monitoraggio dell'Autorità di cui alla deliberazione ARG/elt n. 115/08;
- Terna svolga efficacemente, sin dal 2009, le attività strumentali al monitoraggio del MSD da parte dell'Autorità ai sensi della deliberazione ARG/elt n. 115/08;
- Terna dia avvio al processo di revisione degli algoritmi di selezione delle offerte sul MSD a partire dal gennaio 2009 e sia riscontrato dall'Autorità, a partire dal secondo semestre 2009, che il progresso di detto processo sia tale da consentirne una piena implementazione già a partire dal 2010."

b. l'articolo 6 è sostituito dal seguente:

"Articolo 6

Modalità di determinazione di riconoscimento dei premi e delle penalità

6.1 Terna comunica all'Autorità gli importi dei premi e delle penalità di cui agli articoli 4, 5 e 5 bis, unitamente ai dati elementari necessari alla loro determinazione, entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello cui i medesimi premi e penalità si riferiscono.

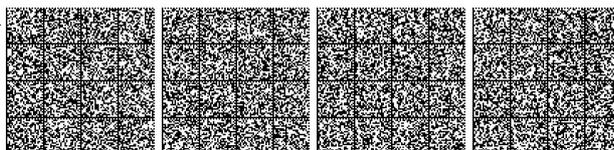
6.2 L'Autorità procede a riconoscere i premi, ovvero a riscuotere le penali di cui agli articoli 4, 5 e 5 bis, attraverso la rideterminazione del corrispettivo *DIS* relativamente all'anno successivo a quello in cui viene effettuata la comunicazione di cui al comma 6.1."

c. è aggiunto l'Allegato A, allegato al presente provvedimento;

2. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione della deliberazione n. 351/07 risultante dalle modifiche di cui al punto 1 del presente provvedimento;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

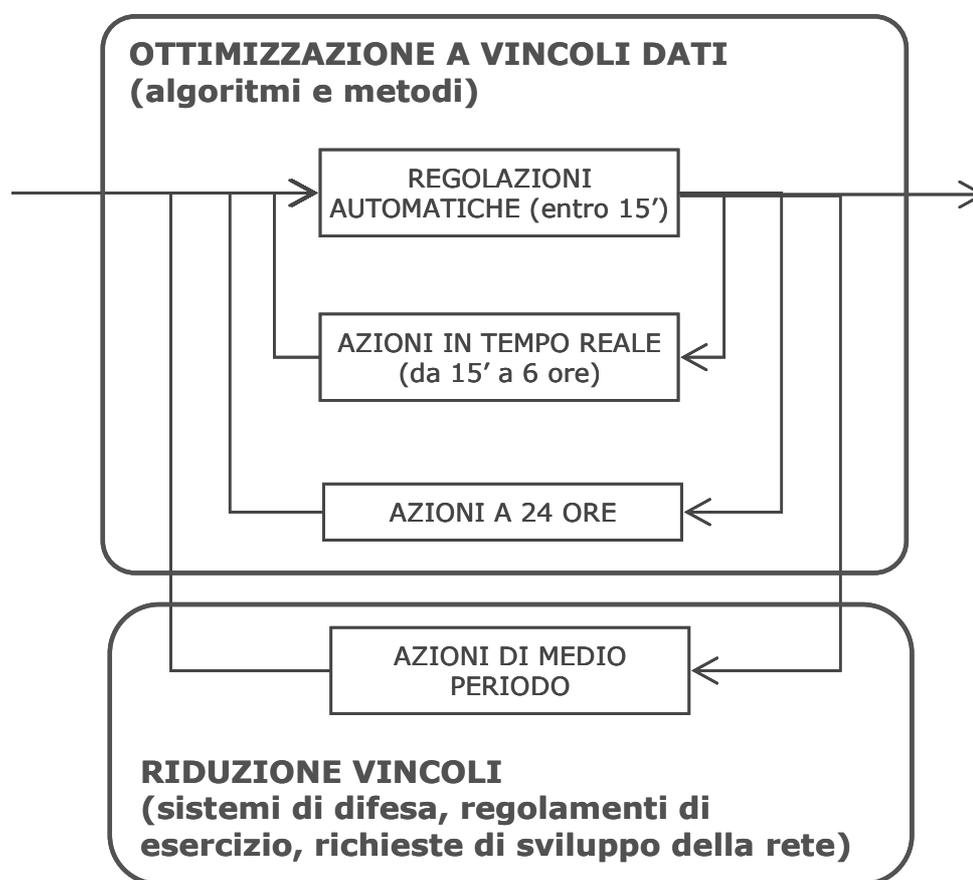
Milano, 29 dicembre 2008

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Azioni finalizzate alla riduzione dei volumi nell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento

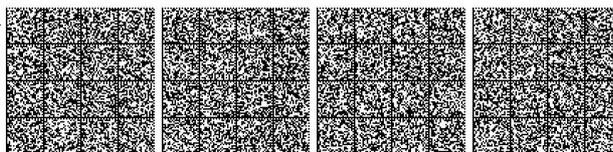
Le azioni finalizzate alla riduzione dei volumi nell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento che Terna deve avviare per avere accesso ai premi previsti nell'ambito della presente deliberazione sono classificabili in due categorie:

- azioni per l'ottimizzazione del sistema a vincoli dati;
- azioni per la riduzione dei vincoli di sistema

tra loro interdipendenti secondo lo schema rappresentato nella successiva illustrazione.

Di seguito l'elenco delle azioni che Terna deve avviare per avere accesso ai premi previsti nell'ambito della presente deliberazione con riferimento a ciascuna delle due summenzionate categorie.

Ottimizzazione del sistema a vincoli dati

Le azioni che Terna deve avviare per avere accesso ai premi previsti nell'ambito della presente deliberazione e relative alla categoria di azioni per l'ottimizzazione del sistema a vincoli dati sono le seguenti:

- Ottimizzazione della riserva secondaria e del suo utilizzo mediante:
  - adeguamento della capacità acquistata attraverso la massimizzazione delle prestazioni degli impianti nella fornitura di regolazione secondaria attraverso verifiche/prove puntuali da remoto e sul campo in accordo a quanto previsto dall'aggiornamento del Codice di rete "Regolazione primaria e secondaria della frequenza" per allineamento agli standard tecnici previsti dall'UCTE ;
  - ottimizzazione dell'utilizzo attraverso sistemi/algoritmi di regolazione più efficaci;
  - ottimizzazione economica dell'utilizzo della regolazione secondaria, attraverso un sistema di *Advanced Generation Control* (AGC);
  - sviluppo di metodologie e strumenti predittivi per la gestione coordinata del bilanciamento e della regolazione secondaria con azioni di bilanciamento più frequenti e di minore entità.
- Ottimizzazione dell'approvvigionamento della riserva terziaria mediante:
  - ottimizzazione del profilo di approvvigionamento della riserva su base oraria. In particolare, nel breve termine, attraverso l'introduzione di un metodo di approvvigionamento della riserva terziaria di sostituzione maggiormente flessibile, in quanto basato su considerazioni di adeguatezza ora per ora e non soltanto relative alle ore di punta;
  - introduzione, nel medio termine, di una programmazione *rolling* su finestre mobili di 6 ore, con integrazione *ex-ante ex-post*, al fine di gestire gli avviamenti con il minimo anticipo.
- Gestione delle congestioni ed ottimizzazione del bilanciamento in tempo reale mediante l'utilizzo di strumenti di *Optimal Power Flow* in tempo reale, con azioni di bilanciamento ogni 15'.
- Gestione dello stoccaggio strategico mediante:
  - gestione ottimizzata dei vincoli interorari di energia sulle UP di produzione e pompaggio strategiche;
  - ottimizzazione dell'utilizzo della riserva di energia prestata dai gruppi.

Riduzione dei vincoli

Le azioni che Terna deve avviare per avere accesso ai premi previsti nell'ambito della presente deliberazione e relative alla categoria di azioni per la riduzione dei vincoli di sistema sono le seguenti:

- Ottimizzazione dei sistemi di difesa mediante distacco automatico del carico, in particolare per la gestione della sezione critica Nord Ovest-Nord Est, in caso di apertura di linee e massimizzazione della capacità di regolazione delle unità di produzione abilitate mediante esecuzione di azioni specifiche in caso di rilevazione di apertura linee.
- Ottimizzazione del piano e delle modalità di attuazione delle indisponibilità in modo da minimizzare l'introduzione di vincoli per il dispacciamento che comportino l'approvvigionamento di risorse onerose con il ricorso, ad esempio, a lavori in straordinario o lavori sotto-tensione.
- Ottimizzazione della risoluzione dei vincoli di rete mediante:
  - adozione di specifici schemi di esercizio permanenti (ad es. cambio schema delle protezioni) o transitori (ad es. cambi degli assetti di esercizio);
  - definizione dei vincoli di rete, attualmente determinati su base settimanale, in funzione di condizioni di sistema verificabili fino al giorno di flusso (ad es. entità dei flussi di corrente, topologia della rete);
  - analisi "*what if*" sui vincoli in tempo reale con l'obiettivo di verifica ed ottimizzazione della soluzione dei vincoli.

09A00796

ITALO ORMANNI, *direttore*

ALFONSO ANDRIANI, *redattore*
DELIA CHIARA, *vice redattore*

(G903006/1) Roma, 2009 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

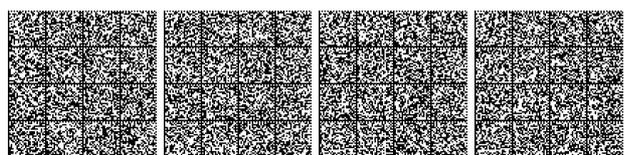
MODALITÀ PER LA VENDITA

La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

- **presso l'Agenzia dell'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. in ROMA, piazza G. Verdi, 10 - ☎ 06 85082147;**
- **presso le librerie concessionarie riportate nell'elenco consultabile sul sito www.ipzs.it, al collegamento rete di vendita (situato sul lato destro della pagina).**

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Funzione Editoria - U.O. DISTRIBUZIONE
Attività Librerie concessionarie, Vendita diretta e Abbonamenti a periodici
Piazza Verdi 10, 00198 Roma
fax: 06-8508-4117
e-mail: editoriale@ipzs.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando i dati fiscali (codice fiscale e partita IVA, se titolari) obbligatori secondo il DL 223/2007. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2009 (salvo conguaglio) (*)

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

			CANONE DI ABBONAMENTO	
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:			
	(di cui spese di spedizione € 257,04)	- annuale	€	**438,00**
	(di cui spese di spedizione € 128,52)	- semestrale	€	**239,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:			
	(di cui spese di spedizione € 132,57)	- annuale	€	**309,00**
	(di cui spese di spedizione € 66,28)	- semestrale	€	**167,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:			
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€	**68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€	**43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:			
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€	**168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€	**91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:			
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€	**65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€	**40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:			
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€	**167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€	**90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, e dai fascicoli delle quattro serie speciali:			
	(di cui spese di spedizione € 383,93)	- annuale	€	**819,00**
	(di cui spese di spedizione € 191,46)	- semestrale	€	**431,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:			
	(di cui spese di spedizione € 264,45)	- annuale	€	**682,00**
	(di cui spese di spedizione € 132,22)	- semestrale	€	**357,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € 80,00 il versamento relativo al tipo di abbonamento alla ***Gazzetta Ufficiale*** - parte prima - prescelto, si riceverà anche l'**Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2009.**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI

(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
serie generale	€	1,00
serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico	€	1,50
supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€	6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI ED APPALTI

(di cui spese di spedizione € 127,00)	- annuale	€	**295,00**
(di cui spese di spedizione € 73,00)	- semestrale	€	**162,00**

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II

(di cui spese di spedizione € 39,40)	- annuale	€	**85,00**
(di cui spese di spedizione € 20,60)	- semestrale	€	**53,00**

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,00
I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5%
Volume separato (oltre le spese di spedizione) € 18,00
I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI IN USO APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO

ABBONAMENTI UFFICI STATALI
Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.